



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE 141599

**STUDI KOORDINASI PROTEKSI DAN KESTABILAN TRANSIEN
SISTEM KELISTRIKAN PT. LINDE INDONESIA GRESIK
AKIBAT PENAMBAHAN GENERATOR 1X10 MW
MENGUNAKAN METODE *UNDER FREQUENCY LOAD
SHEDDING***

Arief Rahman
NRP 2211 100 086

Dosen Pembimbing
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2015



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - TE 141599

**PROTECTION COORDINATION AND TRANSIENT STABILITY
STUDY AT PT. LINDE INDONESIA GRESIK ELECTRICAL
SYSTEM CAUSED BY THE ADDITION OF 1X10 MW
GENERATOR USING UNDER FREQUENCY LOAD SHEDDING
METHOD**

Arief Rahman
NRP 2211 100 086

Advisor
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.

DEPARTEMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Industrial Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2015

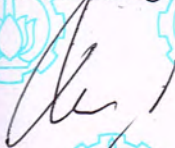
**STUDI KOORDINASI PROTEKSI DAN
KESTABILAN TRANSIEN SISTEM KELISTRIKAN
PT. LINDE INDONESIA GRESIK
AKIBAT PENAMBAHAN GENERATOR 1x10 MW
MENGUNAKAN METODE
*UNDER FREQUENCY LOAD SHEDDING***

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

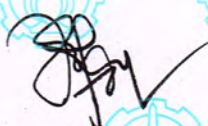
Menyetujui:

Dosen Pembimbing I,

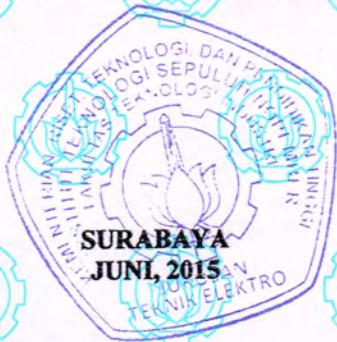


Dr. Ir. Margo Pujiatara, MT.
NIP. 196603181990101001

Dosen Pembimbing II,



Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.
NIP. 197309271998031004



STUDI KOORDINASI PROTEKSI DAN KESTABILAN TRANSIEN SISTEM KELISTRIKAN PT. LINDE INDONESIA GRESIK AKIBAT PENAMBAHAN GENERATOR 1X10 MW MENGUNAKAN METODE *UNDER FREQUENCY LOAD SHEDDING*

Nama : Arief Rahman
NRP : 2211 100 086
Pembimbing I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Pembimbing II : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.

ABSTRAK

Dalam upaya melayani kegiatan operasionalnya, PT. Linde Indonesia Gresik akan mengoperasikan 1 unit generator baru berkapasitas 10 MW. Permasalahan pada sistem kelistrikan saat sumber daya listrik dari PLN terputus menyebabkan perpindahan daya sebesar 21 MW dari pembangkit yang ada dikarenakan harus menanggung beban yang sebelumnya disuplai oleh PLN sehingga perlu dilakukan analisis kestabilan transien dan koordinasi proteksi pada PT. Linde Indonesia Gresik yang tepat dalam mendeteksi dan mengisolir gangguan. Pada tugas akhir ini juga dilakukan pemodelan skema *load shedding* ketika terjadi gangguan *generator outage*, lepasnya sumber PLN, dan beban lepas sehingga sistem tetap stabil setelah terjadi gangguan. Analisis kestabilan transien juga diperlukan untuk penyetelan rele *reverse power* (32P dan 32Q), rele *underfrequency* (81u), dan rele *undervoltage* (27u) serta untuk mengetahui respon kestabilan sistem saat rele – rele tersebut bekerja. Dari analisis empat tipikal koordinasi diketahui beberapa kesalahan koordinasi setelah *pick up* dan *time delay* yang salah satunya berakibat rele-rele bekerja secara bersamaan. Saat satu generator dengan kapasitas terbesar lepas dari sistem maka diperlukan mekanisme pelepasan beban tahap pertama, sedangkan saat sumber PLN terlepas perlu ditambahkan rele *underfrequency* dan *undervoltage* pada bus BOC-PLN-2 serta rele *reverse power* pada 11kV Bus 3 untuk mengembalikan kestabilan sistem.

Kata Kunci : koordinasi proteksi, kestabilan transien, pelepasan beban.



Halaman ini sengaja dikosongkan

PROTECTION COORDINATION AND TRANSIENT STABILITY STUDY AT PT. LINDE INDONESIA GRESIK ELECTRICAL SYSTEM CAUSED BY THE ADDITION OF 1X10 MW GENERATOR USING UNDER FREQUENCY LOAD SHEDDING METHOD

Name : Arief Rahman
NRP : 2211 100 086
Advisor I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Advisor II : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.

ABSTRACT

In an effort to serve its operations, PT. Linde Indonesia Gresik will operate a new 1x10 MW generator. The problem is when PLN power source is disconnected caused the displacement of 21 MW power from existing generators to bear the PLN load. So, it's necessary to do transient stability analysis and protection coordination on PT. Linde Indonesia Gresik to detect and isolate disturbances. In this final project is also done the modeling of load shedding scheme when generator outage, loss of PLN source, and load off so the system remains stable after disturbances. Transient stability analysis is also required for tuning reverse power relay (32P and 32Q), underfrequency relay (81u), undervoltage relay (27u), and investigating the stability of the system response due to relay works. From the analysis of four coordination typical, there are some errors of pick up and time delay coordination setting that caused relays will trip simultaneously. When the biggest capacity generator was tripped it's necessary to do the first load shedding mechanism, whereas when the PLN source was tripped it's necessary to install underfrequency relay and undervoltage relay on BOC-PLN-2 bus along with reverse power relay on 11kV Bus 3 to stabilize system.

Keywords: protection coordination, transient stability, load shedding.



Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah Robbil 'Aalamiin, puji syukur kehadiran Allah SWT atas limpahan rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dengan judul “STUDI KOORDINASI PROTEKSI DAN KESTABILAN TRANSIEN SISTEM KELISTRIKAN PT. LINDE INDONESIA GRESIK AKIBAT PENAMBAHAN GENERATOR 1X10 MW MENGGUNAKAN METODE *UNDER FREQUENCY LOAD SHEDDING*”.

Tugas akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Atas terselesaikannya tugas akhir ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Kedua orang tua penulis, Heri Agus Supriyanto dan Feni Suwandayani, adik Hanum, adik Toto, dan segenap keluarga tercinta yang selalu memberikan doa, dukungan, motivasi, dan semangat tiada henti untuk keberhasilan penulis.
2. Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT dan Bapak Dr.Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng. selaku dosen pembimbing yang dengan hebat telah memberikan ilmu, saran, dan bimbingannya.
3. Mas Andikta, Mas Iskandar, Mas Isa, Mas Nadir, Mas Dimok, Slamet, dan Maya yang telah menularkan ilmu dan meluangkan waktu untuk berdiskusi dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
4. Fika Amalia Najati, calon dokter hebat yang selalu memberikan dukungan, semangat, motivasi, dan doa kepada penulis.
5. Rivan Farony, Ainun Azhar, Zulfikar Adlan, Faris, Amel, Ocha, Dinda, Jeje, Pipit, Fusinda, Joni, Solahuddin, dan segenap sahabat SSC atas dukungan dan kebersamaan selama ini.
6. Seluruh rekan asisten dan warga LIPIST B-204 angkatan 2009, 2010, 2011, dan 2012 atas tawa canda, dukungan, semangat, bantuan, kebersamaan, dan kerjasama selama ini.
7. Seluruh partner hebat Hub-Hub Yeah dan Hublubell BEM ITS, Hublu HIMATEKTRO, Humas GMH, dan FIM Heroes atas segala inspirasi, pelajaran, dan pengalaman berharga.
8. Keluarga besar E-51 terutama sahabat-sahabat Electro Amateur Club, kontrakan SP, *base camp* Lumajang, dan kontrakan Kediri atas tawa canda, kebersamaan, dan kerjasama selama ini.

9. Aji, Frida, Muchlas, Rosi, Anggi, Wati, dan segenap sahabat Rose Poison IPA 1 atas dukungan dan kebersamaan selama ini.

10. Angger, Adhe, Javel, Buyung, Erwin, Hendy, Aurinda, Rosi, Ajeng, dan sahabat SD hingga SMP atas dukungan selama ini.

Besar harapan penulis agar tugas akhir ini dapat memberikan manfaat dan masukan bagi banyak pihak. Penulis mengharapkan kritik dan saran dari pembaca yang bersifat membangun untuk pengembangan ke arah yang lebih baik.

Surabaya, Mei 2015

Penulis

DAFTAR ISI

	HALAMAN
JUDUL	
LEMBAR PERNYATAAN	
LEMBAR PENGESAHAN	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xv
 BAB 1 PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Tujuan	2
1.4 Metodologi	3
1.5 Sistematika Penulisan	5
1.6 Manfaat	5
 BAB 2 KOORDINASI PROTEKSI DAN KESTABILAN TRANSIEN SISTEM TENAGA LISTRIK	
2.1 Gangguan Sistem Tenaga Listrik	7
2.2 Penyebab Gangguan Sistem Tenaga Listrik	8
2.2.1 Gangguan Beban Lebih	8
2.2.2 Gangguan Hubung Singkat	8
2.2.3 Gangguan Tegangan Lebih	11
2.3 Rele Pengaman	11
2.4 Rele Arus Lebih	12
2.4.1 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu (<i>Definite</i>)	12
2.4.2 Rele Arus Lebih Waktu Invers	13
2.4.3 Rele Arus Lebih Waktu Instan	14
2.4.4 <i>Inverse Definite Minimum Time (IDMT)</i>	15
2.5 Penyetelan Rele Arus Lebih	15
2.5.1 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu Invers	15
2.5.2 Penyetelan Rele Arus Lebih Instan	16
2.5.3 Koordinasi Rele Pengaman Berdasarkan Arus dan Waktu	17

2.6 Rele Gangguan Ke Tanah.....	17
2.7 Rele <i>Undervoltage</i>	17
2.8 Rele <i>Underfrequency</i>	18
2.9 Rele <i>Reverse Power</i>	18
2.10 Kestabilan Sistem Tenaga Listrik.....	18
2.11 Klasifikasi Kestabilan.....	19
2.11.1 Kestabilan Frekuensi	19
2.11.2 Kestabilan Sudut Rotor.....	19
2.11.3 Kestabilan Tegangan.....	19
2.11.3.1 Kestabilan Tegangan Gangguan Besar	20
2.11.3.2 Kestabilan Tegangan Gangguan Kecil.....	21
2.11.3.3 Kestabilan Tegangan Jangka Pendek	21
2.11.3.4 Kestabilan Tegangan Jangka Panjang	21
2.12 Mode Governor.....	21
2.13 Standar untuk Analisis Kestabilan Transien.....	22
2.13.1 Standar Frekuensi	22
2.13.2 Standar Tegangan	23
2.13.3 Standar Pelepasan Beban	24

BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN PT.LINDE INDONESIA GRESIK

3.1 Sistem Kelistrikan di PT. Linde Indonesia Gresik.....	25
3.2 Spesifikasi Generator.....	26
3.3 Sistem Distribusi di PT Linde Indonesia Gresik.....	28
3.4 Sistem Pentanahan Peralatan	28
3.5 Spesifikasi Motor.....	30

BAB 4 HASIL SIMULASI DAN ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI DAN KESTABILAN TRANSIEN PT. LINDE INDONESIA GRESIK

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik	31
4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Pada PT. Linde Indonesia Gresik..	31
4.3 Analisis Arus Gangguan Hubung Singkat	32
4.3.1 Analisis Hubung Singkat Minimum	32
4.3.2 Analisis Hubung Singkat Maksimum	34
4.4 Koordinasi Rele Arus Lebih untuk Gangguan Fasa.....	35
4.4.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 1	35
4.4.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 2	42
4.4.3 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 3	49
4.4.4 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 4	63


4.5 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah.....	68
4.5.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah Tipikal 1	68
4.5.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah Tipikal 2	74
4.5.3 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah Tipikal 4	81
4.6 Kriteria Stabilitas Transien	84
4.7 Konfigurasi Jaringan	84
4.8 Studi Kasus Kestabilan Transien.....	84
4.9 Hasil Simulasi Kestabilan Transien dan Mekanisme <i>Load Shedding</i>	86
4.9.1 Studi Kasus Generator CT-4 Lepas.....	86
4.9.1.1 Studi Kasus Generator CT-4 Lepas dengan Mekanisme <i>Load Shedding</i>	89
4.9.2 Studi Kasus Generator 1TGG-GEG-1 Lepas	91
4.9.3 Studi Kasus PLN Lepas	93
4.9.3.1 Studi Kasus PLN Lepas dengan Kerja Rele <i>Reverse Power</i> (32P dan 32Q).....	96
4.9.3.2 Studi Kasus PLN Lepas dengan Kerja Rele <i>Under Voltage</i> (27u).....	102
4.9.3.3 Studi Kasus PLN Lepas dengan Kerja Rele <i>Under Frequency</i> (81u).....	104
4.9.4 Studi Kasus Beban UPS Lepas.....	106
4.10 Rekapitulasi Data	109
4.10.1 Rekapitulasi Beban <i>Load Shedding</i>	109
4.10.2 Rekapitulasi Kondisi Frekuensi dan Tegangan Generator <i>Outage</i>	109
4.10.3 Rekapitulasi Kondisi Frekuensi dan Tegangan Beban Lepas	111
BAB 5 PENUTUP	
5.1 Kesimpulan	113
5.2 Saran	113
DAFTAR PUSTAKA	115
BIODATA PENULIS	117



DAFTAR TABEL

HALAMAN

Tabel 2.1	Gambar hubungan dan rangkaian gangguan hubung singkat	9
Tabel 2.1	Gambar hubungan dan rangkaian gangguan hubung singkat (lanjutan)	10
Tabel 2.2	Data nilai koefisien GE Multilin 735 (ANSI curve)	14
Tabel 2.3	Data nilai koefisien GE MIF II (ANSI curve)	14
Tabel 2.3	Koefisien invers <i>time dial</i>	15
Tabel 2.4	Definisi <i>voltage magnitude event</i> berdasarkan standar IEEE 1195-1995	23
Tabel 2.5	Skema Pelepasan Beban Tiga Langkah	24
Tabel 2.6	Skema Pelepasan Beban Enam Langkah	24
Tabel 3.1	Data kapasitas generator di PT Linde Indonesia Gresik ...	26
Tabel 3.2	Data spesifikasi generator di PT Linde Indonesia Gresik ..	26
Tabel 3.2	Data spesifikasi generator di PT Linde Indonesia Gresik (lanjutan)	27
Tabel 3.3	Data transformator distribusi tiap pabrik di PT Linde Indonesia Gresik	28
Tabel 3.4	Data sistem pentanahan generator	29
Tabel 3.5	Data sistem pentanahan transformator	29
Tabel 3.5	Data sistem pentanahan transformator (lanjutan)	30
Tabel 3.6	Data spesifikasi motor di PT. Linde Indonesia Gresik	30
Tabel 4.1	Data arus hubung singkat minimum	33
Tabel 4.2	Data arus hubung singkat 30 <i>cycle</i> kontribusi minimum peralatan	33
Tabel 4.3	Data arus hubung singkat maksimum	34
Tabel 4.4	Data arus hubung singkat 4 <i>cycle</i> kontribusi maksimum peralatan	35
Tabel 4.5	Studi kasus kestabilan transien	85
Tabel 4.6	Rekapitulasi beban <i>load shedding</i> kasus TS-CT-4-Off ..	109
Tabel 4.7	Rekapitulasi frekuensi dan tegangan generator <i>outage</i> ..	109
Tabel 4.7	Rekapitulasi frekuensi dan tegangan generator <i>outage</i> (lanjutan)	110
Tabel 4.8	Rekapitulasi frekuensi dan tegangan beban lepas	111



Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

	HALAMAN
Gambar 1.1	Diagram alir metodologi pengerjaan tugas akhir 3
Gambar 2.1	Karakteristik rele arus lebih waktu tertentu 12
Gambar 2.2	Karakteristik rele arus lebih waktu instan 15
Gambar 2.3	Kombinasi IDMT dengan rele arus lebih waktu instan 13
Gambar 2.4	Rele arus lebih yang dipisahkan transformator 16
Gambar 2.5	Standar frekuensi untuk <i>steam turbin generator</i> (IEEE Std C37.106-2003) 22
Gambar 3.1	<i>Singgle Line Diagram</i> PT. Linde Indonesia Gresik 25
Gambar 4.1	Tipikal koordinasi proteksi PT. Linde Indonesia Gresik 32
Gambar 4.2	Rangkaian <i>single line diagram</i> tipikal 1 36
Gambar 4.3	<i>Time-current curve existing</i> tipikal 1 36
Gambar 4.4	<i>Time-current curve resetting</i> tipikal 1 42
Gambar 4.5	Rangkaian <i>single line diagram</i> tipikal 2 43
Gambar 4.6	<i>Time-current curve existing</i> tipikal 2 43
Gambar 4.7	<i>Time-current curve resetting</i> tipikal 2 49
Gambar 4.8	<i>Time-current curve existing</i> tipikal 3 50
Gambar 4.9	Rangkaian <i>single line diagram</i> tipikal 3 51
Gambar 4.10	Rangkaian <i>single line diagram</i> tipikal 3a (kiri) dan tipikal 3b (kanan) 52
Gambar 4.11	<i>Time-current curve resetting</i> tipikal 3a 57
Gambar 4.12	<i>Time-current curve resetting</i> tipikal 3b 62
Gambar 4.13	Rangkaian <i>single line diagram</i> tipikal 4 63
Gambar 4.14	<i>Time-current curve existing</i> tipikal 4 63
Gambar 4.15	<i>Time-current curve resetting</i> tipikal 4 67
Gambar 4.16	Rangkaian <i>single line diagram</i> tipikal 1 zone 1 (kiri) dan tipikal 1 zone 2 (kanan) 68
Gambar 4.17	<i>Time-current curve existing</i> tipikal 1 <i>ground fault</i> zona 1 69
Gambar 4.18	<i>Time-current curve existing</i> tipikal 1 <i>ground fault</i> zona 2 70
Gambar 4.19	<i>Time-current curve resetting</i> tipikal 1 <i>ground fault</i> zona 1 73
Gambar 4.20	<i>Time-current curve resetting</i> tipikal 1 <i>ground fault</i> zona 2 74

Gambar 4.21	Rangkaian <i>single line diagram</i> tipikal 2 zona 1 (kiri) dan tipikal 2 zona 2 (kanan).....	75
Gambar 4.22	<i>Time-current curve existing</i> tipikal 2 <i>ground fault</i> zona 1.....	75
Gambar 4.23	<i>Time-current curve existing</i> tipikal 2 <i>ground fault</i> zona 2	76
Gambar 4.24	<i>Time-current curve resetting</i> tipikal 2 <i>ground fault</i> zona 1.....	79
Gambar 4.25	<i>Time-current curve resetting</i> tipikal 2 <i>ground fault</i> zona 2.....	80
Gambar 4.26	Rangkaian <i>single line diagram</i> tipikal 4	81
Gambar 4.27	<i>Time-current curve</i> tipikal 4 <i>ground fault</i>	83
Gambar 4.28	Respon frekuensi bus ketika generator CT-4 lepas dari sistem.....	86
Gambar 4.29	Respon tegangan bus ketika generator CT-4 lepas dari sistem.....	87
Gambar 4.30	Respon sudut rotor generator ketika generator CT-4 lepas dari sistem.....	88
Gambar 4.31	Respon frekuensi bus ketika generator CT-4 lepas dari sistem dilanjutkan dengan mekanisme <i>load shedding</i> tahap 1	89
Gambar 4.32	Respon tegangan bus ketika generator CT-4 lepas dari sistem dilanjutkan dengan mekanisme <i>load shedding</i> tahap 1	90
Gambar 4.33	Respon sudut rotor generator ketika generator CT-4 lepas dari sistem dilanjutkan dengan mekanisme <i>load shedding</i> tahap 1	90
Gambar 4.34	Respon frekuensi bus ketika generator 1TGG-GEG-1 lepas dari sistem.....	91
Gambar 4.35	Respon tegangan bus ketika generator 1TGG-GEG-1 lepas dari sistem.....	92
Gambar 4.36	Respon sudut rotor generator ketika generator 1TGG-GEG-1 lepas dari sistem.....	93
Gambar 4.37	Respon frekuensi bus ketika PLN lepas dari sistem ...	94
Gambar 4.38	Respon tegangan bus ketika PLN lepas dari sistem...	94
Gambar 4.39	Respon sudut rotor generator ketika PLN lepas.....	95
Gambar 4.40	Respon daya aktif yang mengalir dari generator menuju PLN ketika beban UPS lepas dari sistem.....	96

Gambar 4.41	Respon daya reaktif yang mengalir dari generator menuju PLN ketika beban UPS lepas dari sistem	97
Gambar 4.42	Respon daya aktif yang mengalir dari generator menuju PLN ketika sumber PLN lepas dari sistem....	97
Gambar 4.43	Respon daya reaktif yang mengalir dari generator menuju PLN ketika sumber PLN lepas dari sistem.....	98
Gambar 4.44	Respon frekuensi bus ketika rele 32P bekerja.....	99
Gambar 4.45	Respon frekuensi bus ketika rele 32Q bekerja	99
Gambar 4.46	Respon tegangan bus ketika rele 32P bekerja	100
Gambar 4.47	Respon tegangan bus ketika rele 32Q bekerja.....	100
Gambar 4.48	Respon sudut rotor generator ketika rele 32P bekerja	101
Gambar 4.49	Respon sudut rotor generator ketika rele 32Q bekerja.....	101
Gambar 4.50	Respon tegangan bus ketika rele 27u bekerja	102
Gambar 4.51	Respon frekuensi bus ketika rele 27u bekerja	103
Gambar 4.52	Respon sudut rotor generator ketika rele 27u bekerja.....	104
Gambar 4.53	Respon frekuensi bus ketika rele 81u bekerja.....	105
Gambar 4.54	Respon tegangan bus ketika rele 81u bekerja	105
Gambar 4.55	Respon sudut rotor generator ketika rele 81u bekerja.....	106
Gambar 4.56	Respon frekuensi bus ketika beban UPS lepas dari sistem.	107
Gambar 4.57	Respon tegangan bus ketika beban UPS lepas dari sistem	107
Gambar 4.58	Respon sudut rotor generator ketika beban UPS lepas dari sistem.....	108



BIODATA PENULIS



Arief Rahman, dilahirkan di kota Sidoarjo, Jawa Timur pada 1 April 1993. Penulis adalah putra dari pasangan Heri Agus Supriyanto dan Feni Suwandayani. Penulis memulai jenjang pendidikan di TK Kuntum Surabaya, SDN Kedurus 2 Surabaya, SMPN 16 Surabaya, dan SMAN 16 Surabaya hingga lulus pada tahun 2011. Pada tahun 2011 penulis melanjutkan pendidikan ke jenjang perguruan tinggi di Jurusan Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember melalui jalur SNMPTN Tulis. Selama kuliah, penulis aktif sebagai staf Kementerian Hubungan Luar BEM ITS, staf Departemen Hubungan Luar HIMATEKTRO 2012/2013, kepala Departemen Hubungan Luar HIMATEKTRO 2013/2014, staf divisi Hubungan Masyarakat Gerakan Melukis Harapan. Penulis aktif dalam kegiatan pelatihan (seperti LKMM TD, Forum Indonesia Muda, dan Pelatihan ETAP), kompetisi keilmiah (seperti OSN Pertamina dan PIMNAS PKM), hingga kepanitiaan (seperti LCEN, SITIA, dan YES Summit). Selain kegiatan organisasi, penulis juga aktif sebagai asisten di Laboratorium Instrumentasi Pengukuran dan Identifikasi Sistem Tenaga. Penulis dapat dihubungi melalui email ariefrahman.surip@gmail.com dan arief11@mhs.ee.its.ac.id.



Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam upaya menjaga kontinuitas pasokan daya listrik dan meningkatkan keandalan suatu sistem kelistrikan maka diperlukan koordinasi pengaman yang baik. Diharapkan ketika terjadi gangguan maka pemutus atau *circuit breaker* (CB) yang terletak paling dekat dengan titik gangguan bekerja terlebih dahulu. Ketika CB yang paling dekat dengan titik gangguan gagal mengamankan maka CB *backup* akan segera bekerja sesuai setting waktu yang telah ditetapkan.

PT. Linde Indonesia Gresik merupakan perusahaan gas bumi multinasional yang sebelumnya memiliki 8 generator yang terdiri dari 2 generator STG, 3 generator CTG, dan 3 generator GEG dengan total kapasitas 57 MW. Untuk memenuhi suplai beban yang semakin bertambah nantinya maka perusahaan menginterkoneksi generator CTG baru sebesar 1x10 MW yang menyebabkan perubahan arus hubung singkat pada sistem yang berakibat pada perubahan sistem proteksi yang sebelumnya sudah ada. Adapun dalam memenuhi suplai energi listrik, dalam keadaan normal PT. Linde Indonesia Gresik berintegrasi dengan PLN. Saat PLN mengalami gangguan atau mati, PT. Linde Indonesia Gresik mensuplai energi listrik menuju beban Perusahaan Listrik Negara (PLN).

Tugas akhir ini membahas analisis stabilitas transien dan koordinasi proteksi pada PT. Linde Indonesia Gresik yang tepat dalam mendeteksi dan mengisolir gangguan sehingga tidak mengganggu sistem yang beroperasi dan mencegah kerusakan peralatan listrik. Studi koordinasi proteksi ulang difokuskan pada rele arus lebih, rele gangguan ke tanah, rele *undervoltage* (27), dan rele *reverse power* (32P dan 32Q) akibat penambahan generator baru 1x10 MW. Dari analisis stabilitas transien digunakan sebagai acuan dalam *setting* rele *reverse power* (32 P dan 32 Q) dan penentuan diperlukan atau tidaknya skema *load shedding*. Dari hasil *setting* rele akibat penambahan generator dan dari data *setting* rele *existing*, akan di *plot* dan dianalisis kurva kerjanya untuk mengetahui ada atau tidaknya kesalahan koordinasi proteksi antara *setting* rele akibat penambahan generator, dengan *setting* rele *existing* yang ada.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang dibahas dalam tugas akhir ini adalah :

1. Menganalisis kestabilan transien dengan mempertimbangkan respon frekuensi, tegangan, serta sudut rotor di PT. Linde Indonesia Gresik.
2. Melakukan studi mengenai respon sistem proteksi akibat penambahan generator 1x10 MW di PT. Linde Indonesia Gresik.
3. Mengoordinasi rele arus lebih dengan menggunakan nilai *setting* yang didapatkan dari hasil perhitungan dan simulasi dengan menggunakan *software* ETAP.
4. Merancang mekanisme *load shedding* yang handal di PT. Linde Indonesia Gresik.

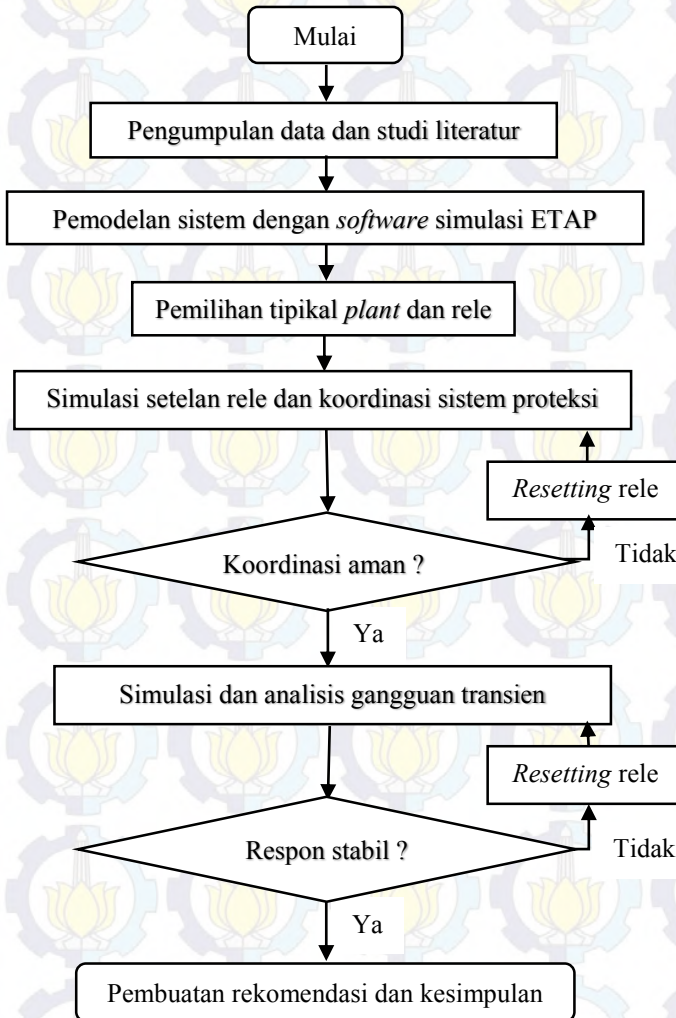
1.3 Tujuan

Tugas akhir ini memiliki tujuan sebagai berikut :

1. Melakukan studi analisis kestabilan transien untuk mendapatkan rekomendasi yang diperlukan sehingga dicapai keandalan serta stabilitas yang layak dan mampu mengatasi gangguan-gangguan terkait yang mungkin terjadi, di PT. Linde Indonesia Gresik.
2. Memodelkan, menyimulasikan, dan menganalisis sistem kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik akibat penambahan generator baru.
3. Mendapatkan setelan dan koordinasi rele arus lebih, rele pengaman gangguan ke tanah, rele *underfrequency*, dan rele *undervoltage* yang tepat pada sistem kelistrikan yang baru pada PT. Linde Indonesia Gresik.
4. Mendapatkan skema *load shedding* yang handal untuk menjamin kemampuan sistem kembali pulih akibat hilangnya pembangkitan secara tiba-tiba.

1.4 Metodologi

Gambar 1.1 merupakan diagram alir metodologi penyusunan tugas akhir



Gambar 1.1 Diagram alir metodologi pengerjaan tugas akhir

Metode penelitian yang digunakan pada tugas akhir ini sebagai berikut :

1. Studi Literatur
Mengumpulkan buku serta referensi yang berhubungan dengan kestabilan transien dan koordinasi proteksi.
2. Pengumpulan Data
Mengumpulkan data – data mengenai sistem kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik seperti *single line diagram*, spesifikasi peralatan-peralatan listrik meliputi: generator (governor dan eksiter), rating kabel, transformator, motor listrik, bus, dan pola operasinya.
3. Pemodelan dan simulasi
Memodelkan sistem kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik dan mensimulasikan dengan menggunakan *software* ETAP. Pemodelan sistem dilakukan agar dapat menganalisis aliran daya, hubung singkat, dan kestabilan transien.
4. Analisis simulasi
Hasil simulasi tersebut selanjutnya digunakan untuk analisis respon dari kestabilan transien yang terjadi dan melakukan setting koordinasi rele arus lebih, rele pengamanan gangguan ke tanah, dan rele *undervoltage*. Aliran daya pada sistem ini menjadi acuan dalam menentukan studi kasus transien yang dilakukan dengan mempertimbangkan kategori pembebanan dan sebagai acuan dalam pelepasan beban (memilih beban yang harus dilepas) saat terjadi gangguan transien agar sistem tetap dalam keadaan stabil.
5. Kesimpulan
Memberikan kesimpulan dan rekomendasi tentang setting koordinasi rele proteksi dan kestabilan sistem akibat gangguan transien pada PT. Linde Indonesia Gresik serta memberikan saran untuk mengatasi gangguan-gangguan yang terjadi.

1.5 Sistematika Penulisan

Laporan tugas akhir ini dibagi menjadi lima bab dengan sistematika sebagai berikut :

BAB 1 : Pendahuluan

Meliputi latar belakang, perumusan masalah, tujuan dan manfaat, metodologi, dan sistematika penulisan.

BAB 2 : Koordinasi Proteksi dan Kestabilan Transien Sistem Tenaga Listrik

Berisi dasar teori yang berkenaan dengan topik tugas akhir yang dilakukan.

BAB 3 : Sistem Kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik

Berisi mengenai konfigurasi kelistrikan *existing* pada PT. Linde Indonesia Gresik.

BAB 4 : Hasil Simulasi dan Analisis Koordinasi Proteksi dan Kestabilan Transien PT. Linde Indonesia Gresik

Berisi mengenai perhitungan dan hasil simulasi yang telah dilakukan. Disajikan pula analisis koordinasi setelan rele yang baru saat terjadi hubung singkat sehingga diperoleh koordinasi yang lebih baik dan analisis kestabilan transien untuk menentukan setelan rele *reverse power* dan membahas hasil simulasi stabilitas transien pada generator dan bus ketika terjadi gangguan generator *outage* dan beban lepas.

BAB 5 : Penutup

Berisi kesimpulan dan saran terhadap hasil analisis dan simulasi yang telah dilakukan.

1.6 Manfaat

Tugas akhir ini diharapkan dapat bermanfaat sebagai referensi dan rekomendasi untuk PT. Linde Indonesia Gresik khususnya dalam hal yang berkaitan dengan analisis koordinasi rele pengaman arus lebih dan arus gangguan ke tanah serta kestabilan transien sistem kelistrikan pabrik akibat penambahan generator 1x10 MW. Selain itu, tugas akhir ini juga diharapkan dapat menjadi referensi untuk penelitian tentang analisis koordinasi pengaman dan kestabilan transien.



Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 2

KOORDINASI PROTEKSI DAN KESTABILAN TRANSIEN SISTEM TENAGA LISTRIK

Koordinasi proteksi sistem tenaga listrik berperan dalam mengamankan peralatan dari kerusakan akibat arus gangguan. Saat terjadi gangguan pada sistem kelistrikan maka sistem proteksi tenaga listrik harus dapat mengisolir arus gangguan agar kerusakan peralatan dapat dicegah sehingga kontinuitas pelayanan terjaga dengan baik, seperti yang dijelaskan oleh referensi [1].

Kestabilan sistem tenaga listrik yakni kemampuan dari sistem tenaga untuk tetap kembali beroperasi di titik keseimbangan saat dan setelah terjadi gangguan sehingga sistem dapat kembali normal. Masalah kestabilan sistem tenaga listrik menjadi hal penting untuk menjamin kontinuitas dan keandalan operasi suatu sistem tenaga listrik.

2.1 Gangguan Sistem Tenaga Listrik

Saat terjadi gangguan pada suatu sistem kelistrikan, arus yang memiliki nominal sangat besar akan mengalir menuju ke titik gangguan pada fasa yang terganggu, dimana arus gangguan tersebut memiliki nilai yang jauh lebih besar dari *rating* arus maksimum yang dimiliki peralatan. Hal ini menyebabkan kenaikan temperatur pada peralatan yang dapat menyebabkan kerusakan.

Menurut referensi [2], pada sistem tenaga listrik, jenis gangguan (*fault*) dibagi menjadi dua kelompok, yakni:

1. Gangguan yang bersifat temporer (sementara): Gangguan jenis ini dapat hilang dengan sendirinya atau dengan cara bagian yang mengalami gangguan diputus secara sesaat dari sumber tegangannya. Setelah arus gangguan diputus (misal karena *circuit breaker* terbuka oleh rele pengaman), peralatan atau saluran yang sebelumnya terganggu siap untuk beroperasi kembali. Gangguan temporer dapat menjadi gangguan permanen jika tidak dapat hilang dengan seketika, baik hilang dengan sendirinya maupun karena kerja alat pengaman.
2. Gangguan yang bersifat permanen: Gangguan jenis ini dicirikan dengan terjadinya kerusakan yang bersifat permanen sehingga baru bisa dioperasikan kembali setelah bagian yang rusak diperbaiki atau diganti. Untuk memperbaikinya diperlukan tindakan perbaikan dan/atau menyingkirkan penyebab gangguan tersebut.

2.2 Penyebab Gangguan Sistem Tenaga Listrik

Gangguan yang sering terjadi pada sistem tenaga listrik adalah gangguan beban lebih (*overload*), gangguan hubung singkat (*short circuit*), dan gangguan tegangan lebih (*overvoltage*).

2.2.1 Gangguan Beban Lebih

Gangguan yang terjadi karena arus yang mengalir melebihi arus nominal yang diizinkan ($I > I_n$). Saat gangguan ini terjadi arus yang mengalir melebihi dari kapasitas peralatan listrik dan pengamanan yang terpasang. Peralatan listrik harus segera diamankan dari gangguan ini karena arus yang melebihi kapasitas dapat merusak peralatan listrik.

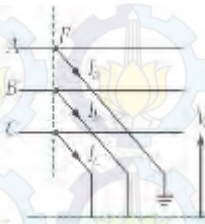
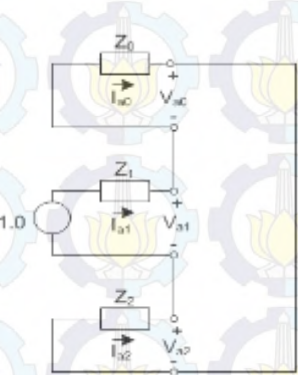
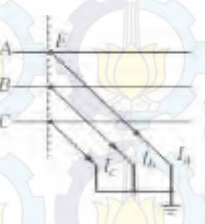
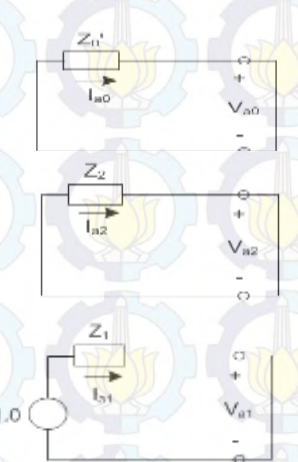
2.2.2 Gangguan Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat mengakibatkan arus lebih pada fasa yang terganggu dan dapat mengakibatkan kenaikan tegangan pada fasa yang tidak terganggu. Gangguan ini dapat diklasifikasikan dalam dua kelompok, yakni gangguan hubung singkat simetri dan tidak simetri (asimetri).

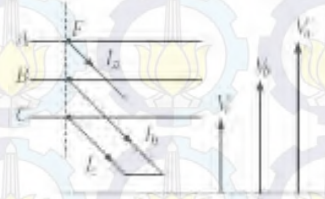
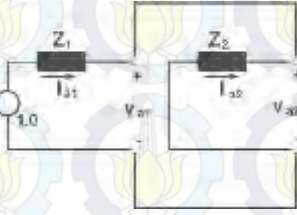
Yang termasuk dalam gangguan hubung singkat simetri adalah gangguan hubung singkat tiga fasa, yang meliputi gangguan hubung singkat tiga fasa (L-L-L, gangguan melibatkan ketiga fasa) dan tiga fasa ke tanah (L-L-L-G). Sedangkan jenis gangguan yang lainnya merupakan gangguan hubung singkat tak simetri, meliputi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah (L-G, melibatkan impedansi urutan nol, dan besarnya arus hubung singkat ini tergantung sistem pentanahan yang digunakan), gangguan hubung singkat antar fasa (L-L, gangguan yang terjadi antara kedua fasa), atau gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah (L-L-G). Untuk gangguan satu fasa ke tanah (L-G) jika menggunakan pentanahan solid maka besar gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah sama dengan gangguan hubung singkat tiga fasa.

Gangguan hubung singkat dapat mengakibatkan rusaknya peralatan listrik, berkurangnya stabilitas daya, dan terhentinya kontinuitas daya akibat membukanya pemutus tenaga. Berdasarkan referensi [1], Tabel 2.1 menggambarkan hubungan dan rangkaian hubung singkat pada masing – masing tipe gangguan.

Tabel 2.1 Gambar hubungan dan rangkaian gangguan hubung singkat

Gangguan Hubung Singkat	Hubungan Hubung Singkat	Rangkaian Pengganti
1 fasa ke tanah	 <p> $I_b = 0$ $I_c = 0$ $V_a = 0$ </p>	
3 fasa langsung (simetri)	 <p> $I_{a0} = 0$ $V_{a2} = 0$ $I_{a1} = 0$ $I_{a2} = 0$ </p>	

Tabel 2.1 Gambar hubungan dan rangkaian gangguan hubung singkat (lanjutan)

Gangguan Hubung Singkat	Hubungan Hubung Singkat	Rangkaian Pengganti dan Persamaan
Antar fasa	 <p> $I_a = 0$ $I_b = -I_c$ $V_b = V_c$ </p>	

Persamaan matematis untuk menghitung besarnya arus hubung singkat pada Tabel 2.1 adalah sebagai berikut :

1. Gangguan satu fasa ke tanah :

$$I_{sc} = \frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (2.1)$$

2. Gangguan tiga fasa langsung :

$$I_{sc} = \frac{V_f}{Z_1} \quad (2.2)$$

3. Gangguan antar fasa :

$$I_{sc} = \left| \pm j \frac{\sqrt{3}V_f}{Z_1 + Z_2} \right| \quad (2.3)$$

2.2.3 Gangguan Tegangan Lebih

Gangguan tegangan lebih disebabkan karena ketidaknormalan pada sistem. Gangguan ini dapat terjadi antara lain karena:

1. Gangguan surja petir
2. Gangguan surja hubung, misalnya saat pemutusan tiga fasa terjadi penutupan saluran yang tidak serempak, penutupan saluran kembali dengan cepat, pelepasan beban akibat gangguan, penutupan saluran yang semula tidak masuk ke dalam sistem, dan lain sebagainya.

2.3 Rele Pengaman

Rele merupakan peralatan pada sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk memberi sinyal kepada pemutus tenaga (PMT) agar dapat memutuskan atau menghubungkan pelayanan penyaluran pada elemen sistem tenaga listrik. Jika terjadi gangguan di titik operasi, rele dapat memberi sinyal kepada PMT untuk memutuskan suatu saluran.

Berdasarkan referensi [3], dalam penyetapan dan koordinasi peralatan pengaman sistem tenaga listrik (meliputi rele, *circuit breaker*, maupun *fuse*) harus memenuhi syarat – syarat berikut:

- Selektivitas, yakni kemampuan rele pengaman mendeteksi dan memerintahkan *circuit breaker* untuk *trip* dan mengisolasi bagian yang terganggu saja.
- Stabilitas, yakni kemampuan rele pengaman untuk menjaga suplai tenaga listrik pada bagian yang tidak mengalami gangguan.
- Sensitivitas, yakni kemampuan rele pengaman untuk mendeteksi gangguan dan mengamankan arus gangguan minimum pada titik gangguan yang terdekat.
- Kecepatan, yakni kecepatan bereaksi rele pengaman memberi sinyal kepada pemutus tenaga (PMT) agar dapat beroperasi secepat mungkin saat terjadi gangguan.
- Keandalan, dapat dihitung dari perbandingan jumlah rele yang bekerja untuk mengamankan gangguan terhadap jumlah gangguan yang terjadi. Keandalan harus memenuhi beberapa faktor, antara lain :
 - *dependable*: peralatan harus *trip* ketika dibutuhkan
 - *secure*: tidak boleh *trip* saat tidak dibutuhkan
 - *availability*: perbandingan antara waktu rele pengaman dalam keadaan siap kerja dan waktu total operasinya.

2.4 Rele Arus Lebih

Merupakan salah satu jenis rele pengamanan yang banyak digunakan dalam sistem tenaga listrik, yakni untuk mengamankan gangguan beban lebih (*overload*) dan gangguan hubung singkat (*short circuit*), seperti yang telah dijelaskan pada referensi [2]. Prinsip kerjanya yaitu ketika CT sebagai *sensing* arus dari rele dilewati arus yang melebihi nilai *setting*-nya maka rele akan segera bekerja. Dari referensi [5], berikut adalah kondisi kerja rele :

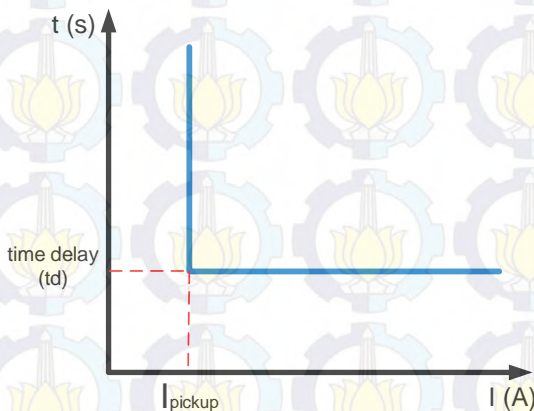
If $> I_p$ Rele bekerja (*trip*)

If $< I_p$ tidak bekerja (*block*)

I_p merupakan arus kerja yang dinyatakan menurut gulungan sekunder dari transformator arus (*current transformer / CT*). If merupakan arus gangguan yang juga dinyatakan terhadap gulungan sekunder CT. Menurut referensi [3], rele arus lebih dapat berupa rele arus lebih waktu tertentu, rele arus lebih waktu invers, dan rele arus lebih waktu instan.

2.4.1 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu (*Definite*)

Penyetelan waktu operasi dapat bervariasi berdasarkan *level* arus yang berbeda. Sehingga gangguan yang paling dekat dapat diputus dengan cepat sesuai dengan *time delay* yang *disetting*. Semua *level* arus yang melebihi *pickup setpoint*-nya akan diputus dalam waktu yang sama (*definite*). Gambar 2.1 adalah karakteristik rele arus lebih waktu tertentu.



Gambar 2.1 Karakteristik rele arus lebih waktu tertentu

2.4.2 Rele Arus Lebih Waktu Invers

Berdasarkan referensi [1], rele arus lebih invers memiliki waktu operasi yang berbanding terbalik dengan besarnya arus gangguan. Semakin besar arus gangguan maka rele akan beroperasi dalam waktu yang semakin cepat. Ada beberapa karakteristik kurva invers berdasarkan British Standard (BS 142) adalah sebagai berikut :

a. *Standard Inverse*

$$t = \frac{0.14 \times D}{(I)^{0.02-1}} \quad (2.4)$$

b. *Very Inverse*

$$t = \frac{13.5 \times D}{(I)-1} \quad (2.5)$$

c. *Extremely Inverse*

$$t = \frac{80 \times D}{(I)^2-1} \quad (2.6)$$

d. *Long Inverse*

$$t = \frac{120 \times D}{(I)-1} \quad (2.7)$$

Keterangan :

t = waktu *trip* rele

I = arus pengali untuk *setting* arus input (ampere)

If = arus gangguan

Iset = arus *setting* pada rele

D = *time multiplier setting (time dial)*

Untuk perhitungan besaran rele invers juga menggunakan formula perhitungan jenis rele oleh GE Multilin berdasarkan referensi [14]. Berikut adalah formula perhitungannya :

$$T = M \times \left[A + \frac{B}{(V-C)} + \frac{D}{(V-C)^2} + \frac{E}{(V-C)^3} \right] \quad (2.8)$$

Keterangan :

T = waktu operasi

M = *time dial*

A, B, C, D, E = besaran yang di tentukan berdasarkan jenis rele

V = $I / I_{\text{peak to peak}}$

Besaran nilai kurva rele dengan model GE Multilin 735 dan model GE MIF II ditunjukkan pada Tabel 2.2 dan 2.3 secara berurutan.

Tabel 2.2 Data nilai koefisien GE Multilin 735 (ANSI curve)

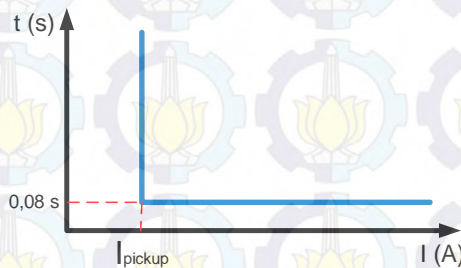
Kurva Koef.	<i>Extremely inverse</i>	<i>Very inverse</i>	<i>Inverse</i>	<i>Moderately inverse</i>
A	0.0399	0.0615	0.274	0.1735
B	0.02294	0.7989	2.2614	0.6791
C	0.5000	0.3400	0.3000	0.8000
D	-3.0094	-0.2840	-4.1899	-0.08000
E	0.7222	4.0505	9.1272	0.1271

Tabel 2.3 Data nilai koefisien GE MIF II (ANSI curve)

Kurva Koef.	<i>Extremely inverse</i>	<i>Very inverse</i>	<i>Inverse</i>	<i>Moderately inverse</i>
A	0.0399	0.0615	0.274	0.0399
B	0.02294	0.7989	2.2614	0.02294
C	0.5000	0.3400	0.3000	0.5000
D	-3.0094	-0.2840	-4.1899	-3.0094
E	0.7222	4.0505	9.1272	0.7222

2.4.3 Rele Arus Lebih Waktu Instan

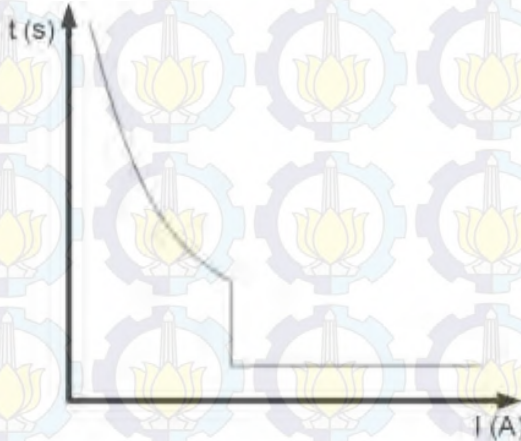
Rele jenis ini bekerja seketika (tanpa waktu tunda) ketika arus yang mengalir melebihi nilai *setting* nya. Rele ini bekerja dalam waktu 80ms. Karakteristik rele ini dapat dilihat pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Karakteristik rele arus lebih waktu instan

2.4.4 *Inverse Definite Minimum Time (IDMT)*

Rele jenis ini adalah kombinasi antara rele waktu invers (untuk gangguan jauh dan bersifat temporer) dan *definite* (sumber gangguan terlalu dekat). Gambar 2.3 merupakan kombinasi IDMT dengan rele arus lebih waktu instan.



Gambar 2.3 Kombinasi IDMT dengan rele arus lebih waktu instan

2.5 Penyetelan Rele Arus Lebih

Studi analisis aliran daya listrik merupakan hal awal yang harus dilakukan untuk melakukan penyetelan rele arus lebih. Menurut referensi [6], studi aliran daya listrik merupakan tulang punggung dari analisis dan desain sistem tenaga yang digunakan untuk perencanaan, pengoperasian, *economic dispatch*, dan perpindahan daya listrik antar peralatan. Jika studi aliran daya listrik telah dilaksanakan, selanjutnya adalah dengan studi hubung singkat untuk memperoleh besar nilai arus hubung singkat maksimum dan minimum pada bagian – bagian sistem tenaga listrik yang digunakan sebagai salah satu parameter penyetelan rele.

2.5.1 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu Invers

Pada penyetelan rele arus lebih, rele tidak boleh bekerja pada saat beban maksimum. Sehingga penyetelan arus harus lebih besar dari arus beban maksimum. Besarnya nilai arus *pickup* ditentukan melalui pemilihan nilai tap dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT \text{ primary}} \quad (2.9)$$

I_{set} merupakan arus *pick up* dalam satuan ampere. Pada referensi [4], berdasarkan standar british BS 142, batas penyetelan I_{set} adalah $1,05 I_{FLA} - 1,3 I_{FLA}$, dengan I_{FLA} adalah arus beban maksimum peralatan.

Penyetelan *time dial* digunakan untuk menentukan waktu operasi rele dengan persamaan sebagai berikut :

$$t = \frac{k \times td}{\beta \times \left[\left(\frac{I}{I_{\text{set}}} \right)^\alpha - 1 \right]} \quad (2.10)$$

Keterangan :

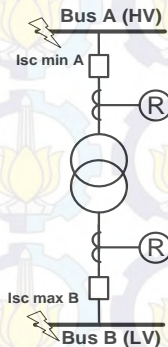
- t = waktu operasi (detik)
- td = *time dial*
- I = nilai arus (ampere)
- I_{set} = arus *pickup* (ampere)
- k, α, β = koefisien invers

2.5.2 Penyetelan Rele Arus Lebih Instan

Dalam menentukan setelan *pickup* instan ini digunakan arus hubung singkat dua fasa pada pembangkitan minimum ($I_{sc \text{ min}}$). Setelan *pickup* ini ditetapkan :

$$I_{\text{set}} \leq 0.8 I_{sc \text{ min}} \quad (2.11)$$

Terdapat kondisi khusus yang harus diperhatikan dalam penyetelan rele arus lebih waktu instan, yakni kondisi khusus untuk pengamanan *feeder* yang dipisahkan oleh transformator. Koordinasi pengamanan dalam kondisi ini dibedakan menjadi dua daerah, yakni daerah *low voltage* (LV), dan daerah *high voltage* (HV) yang ditunjukkan pada Gambar 2.4.



Gambar 2.4 Rele arus lebih yang dipisahkan transformator

Kondisi di atas untuk menentukan *setting pickup* menggunakan ketentuan sebagai berikut :

$$I_{sc \max \text{ bus B}} \leq I_{set} \leq 0.8 I_{sc \min A} \quad (2.12)$$

Dengan $I_{sc \max \text{ bus B}}$ merupakan besarnya arus hubung singkat tiga fasa maksimum pada titik B dan $I_{sc \min A}$ merupakan besarnya arus hubung singkat minimum pada titik A.

2.5.3 Koordinasi Rele Pengaman Berdasarkan Arus dan Waktu

Rele pengaman utama tidak boleh bekerja bersamaan dengan rele pengaman *back up*. Hal ini dibutuhkan untuk menentukan *time delay* pada rele pengaman. Dari referensi [3] perbedaan waktu kerja minimal antara rele utama dengan rele *back up* antara 0.2 – 0.35 detik. Berikut spesifikasi berdasarkan standar IEEE 242:

Waktu buka CB : 0,04 – 0,1 s (2-5 cycle)

Overtravel dari rele : 0,1 s (diabaikan untuk rele berbasis *microprocessor*)

Faktor keamanan : 0,12-0,22 s

2.6 Rele Gangguan Ke Tanah

Rele gangguan ke tanah digunakan untuk mengamankan gangguan satu fasa ke tanah. Rele ini merupakan pengaman arus lebih yang dilengkapi *zero sequence current filter*. Rele gangguan ketanah dapat digunakan pada sistem yang membatasi arus gangguan ke tanah dengan menggunakan sistem pentanahan.

Untuk penyetelan rele gangguan ke tanah adalah sebagai berikut :

$$I_{Unbalance} \leq I_{set} \leq 50\% I_{sc L-G} \quad (2.13)$$

$$5 - 10\% \times I_{sc L-G} \leq I_{set} \leq 50\% I_{sc L-G} \quad (2.14)$$

Dengan $I_{sc L-G}$ adalah arus hubung singkat satu fasa ke tanah.

Terdapat beberapa pertimbangan pada koordinasi rele gangguan ke tanah, antara lain :

- Arus urutan nol akan terisolasi pada transformator belitan delta.
- Arus urutan nol akan mengalir dari sumber gangguan transformator belitan Wye.

2.7 Rele Undervoltage

Berdasarkan referensi [13], rele *undervoltage* digunakan untuk mendeteksi tegangan antar fasa dan dipasang untuk meningkatkan keamanan dari kesalahan operasi. Contoh pemasangan rele ini yakni rele pertama dipasang untuk mendeteksi tegangan fase 1 dan fase 2,

sedangkan rele satu lagi dipasang untuk mendeteksi fase 2 dan fase 3. Kebanyakan rele *undervoltege* adalah rele instan. Saat menentukan *set point* untuk rele *undervoltage*, perhitungan aliran daya dibutuhkan untuk menaksir nilai *set point*.

2.8 Rele Underfrequency

Berdasarkan referensi [13], rele *underfrequency* digunakan untuk mendeteksi frekuensi fasa ke netral untuk meningkatkan keamanan dari kesalahan operasi. Kebanyakan rele *underfrequency* adalah rele instan. Daerah proteksi untuk rele *underfrequency* adalah *power grid* dan seluruh komponen dengan inti magnetik (seperti transformator, motor, dan generator yang memiliki batasan frekuensi). Alasan pemasangan rele *underfrequency* adalah untuk mengurangi gangguan *overload* yang besar yang menyebabkan gagalnya operasi pada *power grid*.

2.9 Rele Reverse Power

Berdasarkan referensi [15], rele *reverse power* digunakan sebagai *back up* proteksi untuk *prime mover*. Rele ini mendeteksi aliran daya terbalik yang terjadi akibat *prime mover* kehilangan sumber energi masukan dan rele utama pada generator gagal dalam bekerja. Setelan dan *time delay* pada rele ini berdasarkan tipe *prime mover* yang digunakan untuk menggerakkan generator.

Rele *reverse power* pada tugas akhir ini digunakan untuk mendeteksi besarnya daya aktif dan daya reaktif yang mengalir pada suatu *feeder*. Jika yang dideteksi adalah daya aktif maka digunakan rele 32P dan jika daya reaktif maka digunakan rele 32Q. Mekanisme kerjanya yakni apabila daya aktif atau reaktif mengalir melebihi batas yang ditentukan maka rele akan memerintahkan CB pada *feeder* tersebut untuk *trip*.

2.10 Kestabilan Sistem Tenaga Listrik

Menurut referensi [8], kestabilan sistem tenaga listrik adalah kemampuan dari sistem tenaga listrik untuk tetap kembali beroperasi di titik keseimbangan saat dan setelah terjadi gangguan. Definisi ini berlaku untuk sistem interkoneksi dengan generator tertentu atau grup generator. Ketidakstabilan sistem tenaga bergantung pada konfigurasi sistem dan pola operasi yang digunakan. Salah satu contoh kestabilan sistem tenaga listrik adalah menjaga operasi sinkron dari interkoneksi generator karena operasi sistem yang baik diperlukan semua generator

tetap dalam kondisi sinkron. Kestabilan generator dipengaruhi oleh perubahan sudut daya generator.

Gangguan yang mempengaruhi kestabilan dalam sistem tenaga listrik dikategorikan menjadi dua, yakni gangguan kecil dan gangguan besar. Gangguan kecil dapat berupa perubahan beban yang berlangsung terus menerus, sedangkan gangguan besar seperti peristiwa hubung singkat dan lepasnya generator.

2.11 Klasifikasi Kestabilan

Berdasarkan referensi [9], kestabilan sistem tenaga listrik dibagi menjadi kestabilan frekuensi, kestabilan sudut rotor, dan kestabilan tegangan.

2.11.1 Kestabilan Frekuensi

Kestabilan frekuensi adalah kemampuan sistem tenaga listrik untuk mempertahankan frekuensi sistem ketika terjadi gangguan sistem yang besar akibat ketidakseimbangan antara suplai daya dan beban. Kestabilan frekuensi diklasifikasikan menjadi dua yakni fenomena jangka panjang dan fenomena jangka pendek. Kestabilan frekuensi fenomena jangka panjang terjadi selama puluhan detik hingga beberapa menit yang disebabkan oleh kontrol governor tidak bekerja ketika terjadi gangguan. Kestabilan frekuensi jangka pendek terjadi hanya dalam beberapa detik yang disebabkan perubahan beban yang besar sehingga generator tidak mampu memenuhi kebutuhan daya pada sistem.

2.11.2 Kestabilan Sudut Rotor

Berdasarkan referensi [8], kestabilan sudut rotor adalah kemampuan beberapa mesin sinkron yang saling terinterkoneksi pada suatu sistem tenaga untuk mempertahankan kondisi sinkron setelah terjadi gangguan, berkaitan dengan kemampuan mempertahankan keseimbangan antara torsi elektromagnetik dan torsi mekanik pada mesin. Pada kondisi *steady state*, torsi masukan mekanis dan torsi keluaran elektromagnet pada masing – masing generator pada posisi ekuilibrium dan kecepatan konstan. Ketidakstabilan sudut rotor berakibat pada berubahnya kecepatan sudut ayunan generator sehingga generator mengalami hilang sinkronisasi dengan generator lain. Hal tersebut disebabkan daya output dari generator berubah sesuai dengan berubahnya sudut rotor.

Kestabilan sudut rotor dibagi menjadi dua kategori, yakni kestabilan sudut rotor akibat gangguan besar dan kecil. Dari referensi [9] kestabilan rotor akibat gangguan besar merupakan kemampuan sistem tenaga untuk mempertahankan sinkronisasi ketika sistem mengalami gangguan berat, seperti hubung singkat. Gangguan ini mengakibatkan penyimpangan respon sudut rotor generator dan dipengaruhi oleh ketidaklinieran hubungan sudut daya. Kestabilan transien bergantung pada kondisi inisial dari sistem dan juga bergantung pada besarnya gangguan yang terjadi. Untuk kestabilan transien biasanya diamati dalam kurun waktu 3-5 detik setelah gangguan, atau juga bisa 10-20 detik setelah gangguan jika sistemnya sangat besar. Sedangkan kestabilan sudut rotor akibat gangguan kecil berkaitan dengan kemampuan sistem tenaga listrik untuk mempertahankan kondisi sinkron akibat gangguan kecil. Studi kestabilan ini bergantung pada operasi awal sistem dalam rentang waktu 10-20 detik setelah gangguan. Ketidakstabilan ini terjadi akibat peningkatan sudut rotor dengan mode periodik karena kurangnya torsi sinkron atau peningkatan osilasi rotor karena kurangnya torsi *damping*.

2.11.3 Kestabilan Tegangan

Menurut referensi [8], kestabilan tegangan adalah kemampuan dari sistem tenaga listrik untuk mempertahankan kestabilan nilai tegangan sistem pada semua bus setelah terjadi gangguan, bergantung pada kemampuan mempertahankan kesetimbangan antara pasokan daya pembangkit dan beban. Kestabilan tegangan bergantung pada keseimbangan permintaan daya reaktif dan pembangkitan pada sistem. Dari referensi [9], biasanya gangguan yang terjadi adalah lepasnya beban yang signifikan dan lepasnya generator sehingga tegangan menjadi drop.

2.11.3.1 Kestabilan Tegangan Gangguan Besar

Merupakan kemampuan sistem tenaga dalam menjaga kestabilan tegangan setelah mengalami gangguan besar. Contoh gangguan besar adalah hilangnya pembangkitan (generator *outage*) dan gangguan hubung singkat. Dibutuhkan pengujian respon tidak linier dari sistem tenaga dalam penentuan kestabilan tegangan gangguan besar selama periode waktu yang cukup untuk mengamati interaksi dan kinerja peralatan seperti *tap changer* pada transformator, *current limiter* pada medan generator, dan motor.

2.11.3.2 Kestabilan Tegangan Gangguan Kecil

Merupakan kemampuan sistem tenaga dalam menjaga kestabilan tegangan setelah mengalami gangguan kecil. Contoh gangguan kecil adalah perubahan pada beban. Hal ini bermanfaat pada respon tegangan sistem terhadap perubahan-perubahan beban yang kecil pada sistem kelistrikan.

2.11.3.3 Kestabilan Tegangan Jangka Pendek

Berdasarkan referensi [10], ketidakstabilan tegangan dalam jangka pendek mengakibatkan kedip tegangan (*voltage dip*) dan kenaikan tegangan (*voltage swell*). Kedip tegangan (*voltage dip*) merupakan peristiwa penurunan *magnitude* tegangan efektif terhadap harga nominal selama periode antara 0,5 *cycle* hingga satu menit. Kenaikan tegangan (*voltage swell*) merupakan peristiwa peningkatan *magnitude* tegangan efektif terhadap harga nominal selama periode antara 0,5 *cycle* hingga satu menit.

2.11.3.4 Kestabilan Tegangan Jangka Panjang

Berdasarkan referensi [10], ketidakstabilan tegangan jangka panjang mengakibatkan tegangan lebih (*overvoltage*) dan tegangan kurang (*undervoltage*). Tegangan lebih (*overvoltage*) merupakan peningkatan nilai tegangan efektif hingga lebih besar dari 110 persen dari tegangan nominal dengan waktu di atas satu menit. Tegangan kurang (*undervoltage*) merupakan penurunan nilai tegangan efektif hingga lebih kecil dari 90 persen dari tegangan nominal dengan waktu di atas satu menit.

2.12 Mode Governor

Parameter penting yang harus diperhatikan untuk analisis kestabilan transien adalah mode operasi *speed governor* yang dibagi menjadi dua macam, yakni mode *droop* dan mode *isochronous*.

Menurut referensi [11], pada mode *droop*, governor sudah memiliki *set point* daya mekanik yang besarnya sesuai dengan *rating* generator atau menurut kebutuhan. Dengan adanya *fixed setting*, nilai *output* daya listrik generator akan tetap sehingga saat terjadi perubahan beban, putaran turbin tidak berubah.

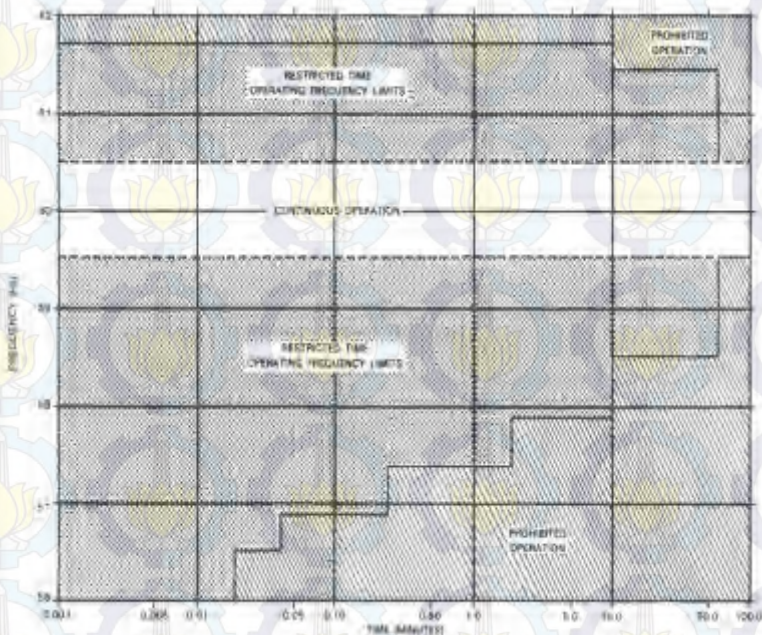
Pada mode *isochronous set point* putaran governor ditentukan berdasarkan kebutuhan daya sistem secara *real time*. Governor akan menyesuaikan nilai *output* daya mekanik turbin agar sesuai dengan daya

listrik yang dibutuhkan sistem melalui proses di dalam governor berdasarkan *logic control* dari manufaktur. Mode *isochronous* mampu menjaga frekuensi sistem tetap berada dalam batas yang diizinkan. Dengan demikian generator tidak akan mengalami *loss of synchronization*.

2.13 Standar untuk Analisis Kestabilan Transien

2.13.1 Standar Frekuensi

Menggunakan standar IEEE Std.106-2003 untuk menentukan operasi frekuensi yang diizinkan pada *steam turbine generator* dengan frekuensi sistem 60 Hz. Dalam tugas akhir ini sistem tenaga listrik menggunakan frekuensi 50 Hz sehingga perlu mengubah satuan pada standar dalam bentuk persen agar dapat digunakan untuk frekuensi 50 Hz. Berdasarkan referensi [12], frekuensi kerja yang diperbolehkan menurut standar IEEE Std.106-2003 ditunjukkan pada Gambar 2.5.



Gambar 2.5 Standar frekuensi untuk *steam turbine generator*

- Keterangan dari tiga daerah operasi pada Gambar 2.5, yaitu:
1. *Restricted time operating frequency limits*, area frekuensi kerja yang masih diizinkan, bersifat sementara berdasarkan frekuensi dan waktu. Semakin besar dan semakin kecil frekuensi kerja maka waktu kerja yang diizinkan semakin pendek.
 2. *Prohibited operation*, adalah daerah frekuensi terlarang, Frekuensi operasi tidak diizinkan pada daerah tersebut.
 3. *Continuous operation*, adalah daerah frekuensi normal, batas daerah frekuensi yang diperbolehkan. Jika dikonversikan dalam standar sistem frekuensi 50 Hz maka 59,5 Hz sama dengan 49,58 Hz (99,17%) dan 60,5 Hz sama dengan 50,42 Hz (100,83%).

2.13.2 Standar Tegangan

Standar yang digunakan untuk kedip tegangan adalah standar IEEE 1159-1995 yang ditunjukkan pada Tabel 2.4.

Tabel 2.4 Definisi *voltage magnitude event* berdasarkan standar IEEE 1159-1995

No	Kategori	Durasi	Besar Tegangan
A	Tegangan RMS durasi singkat :		
1	Instantaneous :		
	Dip	0,5 – 30 cycles	0,1 – 0,9 pu
	Swell	0,5 – 30 cycles	1,1 – 1,8 pu
2	Momentary :		
	Interruption	0,5 – 30 cycles	< 0,1 pu
	Dip	30 cycles – 3 s	0,1 – 0,9 pu
	Swell	30 cycles – 3 s	1,1 – 1,4 pu
3	Temporary :		
	Interruption	> 3s – 1 min	< 0,1 pu
	Dip	> 3s – 1 min	0,1 – 0,9 pu
	Swell	> 3s – 1 min	1,1 – 1,2 pu
B	Tegangan RMS durasi lama :		
	Interruption	> 1 min	0,0 pu
	Undervoltages	> 1 min	0,8 – 0,9 pu
	Overvoltages	> 1 min	1,1 – 1,2 pu

Pada Tabel 2.4, batas nilai kedip tegangan yang diijinkan adalah 10%. Sesuai referensi [10], untuk *instantaneous* selama 30 *cycle*, *momentary* selama 3 detik, dan *temporary* selama 1 menit.

Standar PLN digunakan dalam kondisi normal untuk tegangan nominal, yakni :

- 500 kV + 5%, -5%
- 150 kV + 5%, -10%
- 70 kV + 5%, -10%
- 20 kV + 5%, -10%

2.13.3 Standar Pelepasan Beban

Berdasarkan standar ANSI/IEEE C37.106-1987 terdapat dua skema pelepasan beban, yakni skema pelepasan beban 3 langkah dan 6 langkah seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2.5 dan Tabel 2.6.

Tabel 2.5 Skema Pelepasan Beban Tiga Langkah

<i>Step</i>	<i>Frequency Trip Point (Hz)</i>	<i>Percent of Load Shedding (%)</i>	<i>Fixed Time Delay (Cycles) on relay</i>
1	59,3	10	6
2	58,9	15	6
3	58,5	<i>As required to arrest decline before 58,2 Hz</i>	

Tabel 2.6 Skema Pelepasan Beban Enam Langkah

<i>Step</i>	<i>Frequency Trip Point (Hz)</i>	<i>Percent of Load Shedding (%)</i>	<i>Fixed Time Delay (Cycles) on relay</i>
1	59,5	10	6
2	59,2	10	6
3	58,8	5	6
4	58,8	5	14
5	58,4	5	14
6	58,4	5	21

Pada tugas akhir ini menggunakan frekuensi sistem 50 Hz sedangkan standar ANSI/IEEE C37.106-1987 menggunakan frekuensi 60 Hz. Perlu pengubahan standar ANSI/IEEE C37.106-1987 dalam bentuk persen sehingga dapat digunakan untuk frekuensi 50 Hz.

BAB 3

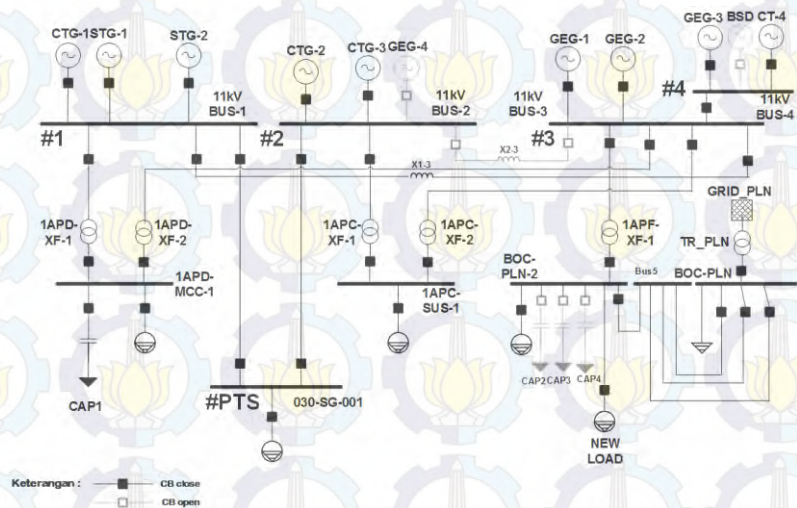
SISTEM KELISTRIKAN PT. LINDE INDONESIA GRESIK

PT. Linde Indonesia Gresik merupakan perusahaan gas bumi multinasional yang sebelumnya memiliki 8 generator yang terdiri dari 2 generator STG, 3 generator CTG, dan 3 generator GEG dengan total kapasitas 57 MW. Untuk memenuhi suplai beban yang semakin bertambah maka perusahaan menginterkoneksi generator baru sebesar 1x10 MW. Dibutuhkan keandalan sistem kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik untuk menunjang kegiatan operasional.

Pada bab ini dibahas data spesifikasi peralatan pada PT. Linde Indonesia Gresik, antara lain generator, transformator, dan motor.

3.1 Sistem Kelistrikan di PT Linde Indonesia Gresik

PT. Linde Indonesia Gresik memiliki beberapa rating tegangan yang digunakan, yakni 20 kV, 11kV, 6,6 kV, 0,4 kV. PT. Linde Indonesia Gresik juga mensuplai daya listrik untuk sistem operasi PT. Smelting, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Single line diagram pada PT. Linde Indonesia Gresik

Untuk memenuhi kebutuhan peningkatan pembebanan, PT. Linde Indonesia Gresik melakukan penambahan generator CTG 1x10 MW dan beban baru sekitar 8,5 MW.

3.2 Spesifikasi Generator

PT. Linde Indonesia Gresik memiliki 9 unit pembangkit yang tersebar disetiap bus utama 11 kV dan integrasi dengan utilitas PLN. Data kapasitas pembangkitan tertera pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Data kapasitas generator di PT Linde Indonesia Gresik

ID	MW	MVA	kV	FLA (A)	PF (Lag)	Keterangan Tambahan
1TGK-CTG-1	9,07	11,338	11	656,1	80%	-
1TGK-CTG-2	6	7,5	11	656,1	80%	Rotor <i>short</i>
1TGK-CTG-3	9,07	11,338	11	656,1	80%	-
1TGA-STG-1	9	10,588	11	555,7	85%	-
1TGA-STG-2	9	10,588	11	555,7	85%	-
1TGG-GEG-1	3	3,75	11	196,8	80%	-
1TGG-GEG-2	3	3,75	11	196,8	80%	-
1TGG-GEG-3	3	3,75	11	196,8	80%	-
CT-4	9,07	11,338	11	656,1	80%	-
Utilitas PLN	-	-	150	-	-	800 MVA _{sc}

Untuk keperluan analisis dan simulasi kestabilan transien pada PT. Linde Indonesia Gresik, maka diperlukan data spesifikasi generator yang ditunjukkan pada Tabel 3.2 sebagai berikut.

Tabel 3.2 Data spesifikasi generator di PT Linde Indonesia Gresik

Spesifikasi	CTG	STG	GEG
Frekuensi	50 Hz	50 Hz	50 Hz
<i>Speed (RPM)</i>	1500	1500	1500
<i>Type Exciter</i>	AC5A	AC5A	ST1
<i>Type Governor</i>	GT	505	GP
H	1,2	1,2	1,867
WR ²	1215	1029	567,1

Tabel 3.2 Data spesifikasi generator di PT Linde Indonesia Gresik (lanjutan)

Spesifikasi	CTG	STG	GEG
<i>Direct axis synchronous reactance (X_d)</i>	110	110	243
<i>Direct axis transient reactance (X_d')</i>	23	16,4	26,5
<i>Direct axis sub-transient reactance (X_d'')</i>	15,8	16,3	15
<i>Negative sequence reactance (X_2)</i>	16,3	17,5	16,9
<i>Zero sequence reactance (X_0)</i>	5,9	4,89	10,5
<i>Quadrature axis synchronous reactance (X_q)</i>	108	108	146
<i>Quadrature axis transient reactance (X_q')</i>	15	15	15
<i>Quadrature axis sub-transient reactance (X_q'')</i>	12	12	12
<i>Transient direct axis open circuit transient ($T'do$)</i>	5,6	5,6	2,4
<i>Transient direct axis open circuit transient ($T''do$)</i>	0.002	0.002	0.002

Data yang sangat penting untuk mendapatkan analisis akurat dari kestabilan transien adalah inersia generator. Sebagai contoh pada *datasheet* generator CTG, parameter yang diketahui yaitu rotor inersia sebesar 1215 kgm^2 . Maka untuk mencari nilai inersia generator yaitu :

$$H = \frac{5,48 \times 10^{-9} \times WR^2 \times \text{rpm}^2}{\text{MVA}}$$

$$H = \frac{5,48 \times 10^{-9} \times 1215 \times 1500^2}{12,5}$$

$$H = 1,198476$$

3.3 Sistem Distribusi di PT Linde Indonesia Gresik

PT. Linde Indonesia Gresik menggunakan sistem jaringan distribusi *radial* dengan tenaga listrik yang diperoleh dari sembilan generator (termasuk satu generator CTG baru pada 11kV Bus 4) dan juga utilitas PLN yang didistribusikan ke seluruh beban perusahaan PT. Linde Indonesia Gresik dan PT. Smelting dengan didukung oleh beberapa transformator daya. Data transformator pada PT. Linde Indonesia Gresik tertera pada Tabel 3.3.

Tabel 3.3 Data transformator distribusi tiap pabrik di PT Linde Indonesia Gresik

No.	ID Transformator	MVA	Teg. Pri/Sec kV	%Z	X/R	Hubungan
1	1APC-XF-1	2	11/0,4	8	6	wye/delta
2	1APC-XF-2	2	11/0,4	8	6	wye/delta
3	1APD-XF-1	2	11/3,37	5,75	6	wye/delta
4	1APD-XF-2	2	11/3,37	5,75	6	wye/delta
5	1APF-XF-1	20	11/20	7	18,6	wye/delta
6	100-TF-101	15	11/6	10	15	wye/delta
7	100-TF-201	15	11/6	10	15	wye/delta
8	200-TF-001	5	11/6	6,51	10	wye/delta
9	300-TF-001	15	11/6	10	15	wye/delta
10	400-TF-001	15	11/6	10	15	wye/delta
11	420-TF-001	6.455	11/0,4	7	10	wye/delta
12	420-TF-002	6.455	11/0,4	7	10	wye/delta
13	420-TF-0033	2	11/0,4	5,75	6	wye/delta
14	TR-CP11B	2	20/6,3	7,8	7,1	wye/delta
15	TR-PLN	60	150/20	9,5	34,1	wye/delta

3.4 Sistem Pentanahan Peralatan

Tabel 3.4 merupakan sistem pentanahan pada generator, sedangkan Tabel 3.5 merupakan sistem pentanahan pada transformator yang terdapat pada PT. Linde Indonesia Gresik.

Tabel 3.4 Data sistem pentanahan generator

No.	ID Peralatan	Rating Tegangan	Hubungan Belitan	Pentanahan
1	Generator 1TGK-CTG-1	11 kV	Wye	NGR 100A (63.5085 Ω)
2	Generator 1TGK-CTG-2	11 kV	Wye	NGR 100A (63.5085 Ω)
3	Generator 1TGK-CTG-3	11 kV	Wye	NGR 100A (63.5085 Ω)
4	Generator 1TGA-STG-1	11 kV	Wye	NGR 100A (63.5085 Ω)
5	Generator 1TGA-STG-2	11 kV	Wye	NGR 100A (63.5085 Ω)
6	Generator 1TGG-GEG-1	11 kV	Wye	NGR 100A (63.5085 Ω)
7	Generator 1TGG-GEG-2	11 kV	Wye	NGR 100A (63.5085 Ω)
8	Generator 1TGG-GEG-3	11 kV	Wye	NGR 100A (63.5085 Ω)
9	Generator CT-4	11 kV	Wye	NGR 100A (63.5085 Ω)

Tabel 3.5 Data sistem pentanahan transformator

No.	ID Transformator	Rating Tegangan	Pentanahan
1	1APC-XF-1	11/0,4	NGR 77A (2,99922 Ω)
2	1APC-XF-2	11/0,4	Open
3	1APD-XF-1	11/3,37	NGR 100A (19,0526 Ω)
4	1APD-XF-2	11/3,37	NGR 100A (19,0526 Ω)
5	1APF-XF-1	11/20	NGR 100A (115,47006 Ω)
6	100-TF-101	11/6	Open
7	100-TF-201	11/6	Open
8	200-TF-001	11/6	Open
9	300-TF-001	11/6	Open
10	400-TF-001	11/6	Open

Tabel 3.5 Data sistem pentanahan transformator (lanjutan)

No.	ID Transformator	Rating Tegangan	Pentanahan
11	420-TF-001	11/0,4	Solid
12	420-TF-002	11/0,4	Solid
13	420-TF-0033	11/0,4	Open
14	TR-CP11B	20/6,3	NGR 50A (72,74614Ω)
15	TR-PLN	150/20	NGR 100A (115,47006 Ω)

3.5 Spesifikasi Motor

Tabel 3.6 merupakan data spesifikasi motor yang terdapat pada PT. Linde Indonesia Gresik.

Tabel 3.6 Data spesifikasi motor di PT. Linde Indonesia Gresik

No.	ID Motor	Daya (kW)	Efisiensi (%)	PF (%)
1	1FWA-P-3A	223,71	94,2	84
2	1FWA-P-3B	223,71	94,2	84
3	1FWA-P-3C	223,71	94,2	84
4	1HRC-FAN-1A	150	95,2	91
5	1HRC-FAN-1B	150	95,2	91
6	1HRC-FAN-1C	150	95,2	91
7	1HRC-P-1A	447,42	96,2	75
8	1HRC-P-1B	447,42	96,2	75
9	1HRC-P-1C	447,42	96,2	75
10	BC	240	94,72	91,9
11	GC-1A	350	94,92	92,06
12	GC-1B	350	94,92	92,06
13	GC-1C	350	94,92	92,06
14	New Compressor	1000	93,58	92,49

BAB 4

HASIL SIMULASI DAN ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI DAN KESTABILAN TRANSIEN PT. LINDE INDONESIA GRESIK

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik

Pada bab ini, pemodelan sistem kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik dilakukan dengan menggambarkan *single line diagram* pada *software* ETAP dengan memperhatikan data – data peralatan.

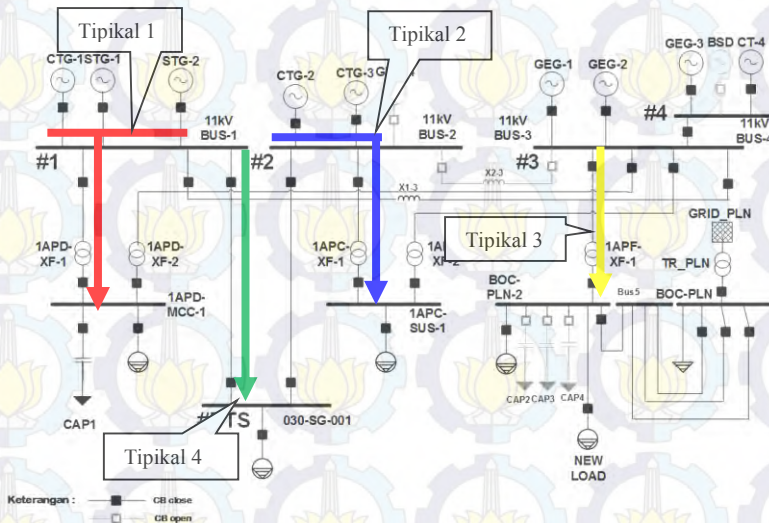
Hal berikutnya adalah melakukan perhitungan untuk koordinasi proteksi dengan penyetelan berbagai jenis rele yang digunakan pada tipikal yang sudah ditentukan. Dilakukan juga analisis kestabilan transien sesuai dengan pemodelan kasus yang dibuat untuk kemudian dilakukan tindakan lebih lanjut agar kestabilan sistem terjaga. Kestabilan transien yang dilakukan juga dimaksudkan untuk setting beberapa rele yang berkaitan.

4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Pada PT. Linde Indonesia Gresik

Pada studi koordinasi pengaman PT. Linde Indonesia Gresik dipilih empat tipikal untuk koordinasi rele gangguan fasa dan tiga tipikal untuk koordinasi rele gangguan ke tanah. Pemilihan tipikal bertujuan untuk mempermudah analisis koordinasi proteksi sistem kelistrikan. Empat tipikal tersebut yakni :

1. Tipikal 1 : Koordinasi pengaman dari generator pada 11kV Bus 1 (meliputi STG 1, STG 2, dan CTG 1) sampai bus 1APD-MCC-1.
2. Tipikal 2 : Koordinasi pengaman dari generator pada 11kV Bus 2 (meliputi CTG 2 dan CTG 3) sampai bus 1APC-SUS-1.
3. Tipikal 3 : Koordinasi pengaman dari generator pada 11kV Bus 3 dan 11 kV Bus4 (meliputi GEG 1, GEG 2, GEG 3, dan CT-4) sampai transformator TR-CP11B.
4. Tipikal 4 : Koordinasi pengaman dari generator pada 11kV Bus 1 (meliputi STG 1, STG 2, dan CTG 1) sampai bus Smelting (030-SG-001).

Keempat tipikal tersebut ditunjukkan pada garis warna merah, biru, kuning, dan hijau secara berurutan pada Gambar 4.1.



Gambar 4.1 Tipikal koordinasi proteksi PT. Linde Indonesia Gresik

4.3 Analisis Arus Gangguan Hubung Singkat

Analisis gangguan hubung singkat dimaksudkan untuk mengetahui besar arus gangguan hubung singkat pada setiap bus utama untuk keperluan perhitungan setting rele pengaman arus lebih. Digunakan dua parameter arus gangguan hubung singkat, yakni arus gangguan hubung singkat maksimum ketika terjadi gangguan hubung singkat tiga fasa dan arus gangguan hubung singkat minimum ketika terjadi gangguan hubung singkat antar fasa.

4.3.1 Analisis Hubung Singkat Minimum

Arus hubung singkat minimum merupakan arus hubung singkat dua fasa pada saat keadaan *steady state* (30 cycle) ketika pembangkitan minimum. Pada *plant* PT. Linde Indonesia Gresik, pembangkitan minimum terjadi ketika 3 generator CTG, 2 generator STG, dan 3 generator GEG diaktifkan. Arus hubung singkat minimum digunakan sebagai batasan *pick up* (*setting*) kurva waktu instan. Dengan demikian saat gangguan hubung singkat minimum terjadi, rele akan bekerja dengan instan sesuai *time delay* yang telah ditentukan. Hasil simulasi gangguan hubung singkat minimum ditunjukkan pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Data arus hubung singkat minimum

No	ID Bus	Tegangan	Arus hubung singkat 3 fasa 30 cycle
1	11kV BUS-1	11 kV	16,061 kA
2	11kV BUS-2	11 kV	16,025 kA
3	11kV BUS-3	11 kV	13,674 kA
4	11kV BUS-4	11 kV	13,674 kA
5	1APD-MCC-1	3.3 kV	8,855 kA
6	1APC-SUS-1	0.4 kV	54,941 kA
7	BOC-PLN-2	20 kV	3,647 kA
8	BOC-PLN	20 kV	11,925 kA
9	030-SG-001	11 kV	16,043 kA
10	BUS-0212	11 kV	15,994 kA
11	BUS-0216	11 kV	13,545 kA

Diperlukan pula data Isc kontribusi minimum beberapa peralatan untuk menentukan setelan *pick up* rele arus lebih instan, pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Data arus hubung singkat 30 cycle kontribusi minimum peralatan

No	ID Peralatan	Tegangan	Isc Kontribusi Minimum 30 cycle
1	1TGK-CTG-1	11 kV	2,93 kA
2	1TGK-CTG-2	11 kV	2,93 kA
3	1TGK-CTG-3	11 kV	2,93 kA
4	1TGA-STG-1	11 kV	2,86 kA
5	1TGA-STG-2	11 kV	2,86 kA
6	1TGG-GEG-1	11 kV	0,807 kA
7	1TGG-GEG-2	11 kV	0,807 kA
8	1TGG-GEG-3	11 kV	0,807 kA
9	CT-4	11 kV	2,93 kA

4.3.2 Analisis Hubung Singkat Maksimum

Analisis ini dilakukan saat pembangkitan maksimum PT. Linde Indonesia Gresik, pada saat 4 generator CTG, 1 generator STG, 3 generator GEG diaktifkan disertai suplai dari utilitas PLN. Arus hubung singkat maksimum merupakan arus hubung singkat 3 fasa saat 4 *cycle* atau transien dan didapat saat pembangkitan maksimum. Digunakan arus hubung singkat maksimum 4 *cycle* karena rele arus lebih bekerja pada 3 – 5 *cycle*. Data hasil simulasi gangguan hubung singkat 3 fasa 4 *cycle* ditunjukkan pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Data arus hubung singkat maksimum

No	ID Bus	Tegangan	Arus hubung singkat 3 fasa 4 <i>cycle</i>
1	11kV BUS-1	11 kV	27,242 kA
2	11kV BUS-2	11 kV	19,210 kA
3	11kV BUS-3	11 kV	28,842 kA
4	11kV BUS-4	11 kV	28,842 kA
5	1APD-MCC-1	3.3 kV	13,360 kA
6	1APC-SUS-1	0.4 kV	66,949 kA
7	BOC-PLN-2	20 kV	19,575 kA
8	BOC-PLN	20 kV	19,575 kA
9	030-SG-001	11 kV	22,293 kA
10	BUS-0212	11 kV	27,078 kA
11	BUS-0216	11 kV	28,680 kA

Diperlukan pula data Isc kontribusi maksimum beberapa peralatan pada beberapa kasus untuk menentukan setelan *pick up* rele arus lebih instan. Data arus hubung singkat 4 *cycle* kontribusi maksimum peralatan ditunjukkan pada Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Data arus hubung singkat 4 cycle kontribusi maksimum peralatan

No	ID Peralatan	Tegangan	Isc Kontribusi Maksimum 4 cycle
1	1TGK-CTG-1	11 kV	4,15 kA
2	1TGK-CTG-2	11 kV	4,15 kA
3	1TGK-CTG-3	11 kV	4,15 kA
4	1TGA-STG-1	11 kV	3,41 kA
5	1TGA-STG-2	11 kV	3,41 kA
6	1TGG-GEG-1	11 kV	1,31 kA
7	1TGG-GEG-2	11 kV	1,31 kA
8	1TGG-GEG-3	11 kV	1,31 kA
9	CT-4	11 kV	4,15 kA

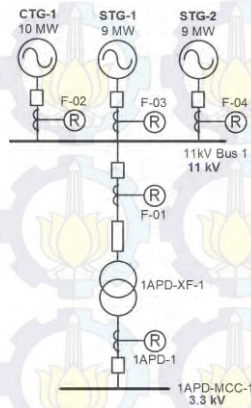
4.4 Koordinasi Rele Arus Lebih untuk Gangguan Fasa

Koordinasi rele arus lebih untuk gangguan fasa digunakan untuk mengamankan gangguan arus lebih fasa berupa gangguan beban lebih (*overload*) dan gangguan hubung singkat (*short circuit*). Dengan koordinasi proteksi yang tepat, rele satu dengan rele yang lain akan bekerja sesuai dengan koordinasi yang diharapkan dan tidak ada peralatan pengaman yang bekerja bersamaan.

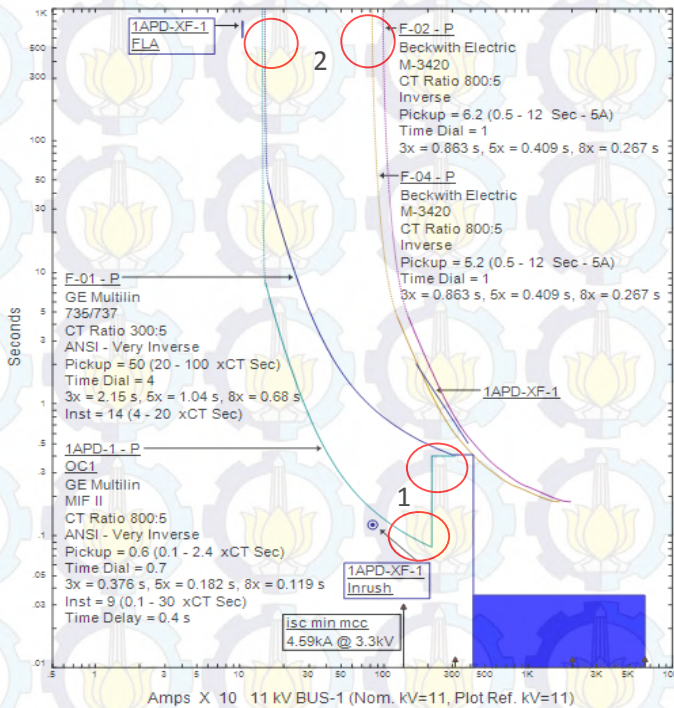
Parameter pada koordinasi rele arus lebih yang harus dihitung antara lain nilai *pick up lowset*, *time dial*, *pick up highset* dan *time delay*. Berdasarkan standard IEEE 242, *grading time* untuk rele digital adalah 0,2 sampai 0,3 sekon.

4.4.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 1

Merupakan koordinasi pengaman dari generator pada 11kV Bus 1 (meliputi CTG 1, STG 1, dan STG 2) sampai bus 1APD-MCC-1. Gambar rangkaian tipikal 1 dapat dilihat pada Gambar 4.2 dan Gambar 4.3 merupakan *time-current curve* tipikal 1.



Gambar 4.2 Rangkaian *single line diagram* tipikal 1



Gambar 4.3 Time-current curve existing tipikal 1

Pada koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 1 terdapat beberapa kesalahan koordinasi yang harus diperbaiki seperti yang ditunjukkan lingkaran merah pada Gambar 4.3, dengan penjelasan kesalahan sebagai berikut :

1. Setelan kurva definit dari rele 1APD-1 masih kurang tepat karena ketika arus hubung singkat minimum terjadi pada bus MCC diatasi oleh kurva invers rele 1APD-1 dengan nilai *time dial* yang sangat rendah. Seharusnya saat arus hubung singkat minimum terjadi harus dilindungi oleh kurva definit dari rele 1APD-1. Selain itu, setelan *time delay* pada rele APD-1 dan rele F-01 memiliki nilai yang sama sehingga kedua rele akan *trip* bersamaan ketika terjadi gangguan arus maksimum.

2. Setelan bagian *overload* pada rele 1APD-1, F-01, F-02, dan F-04 tidak memenuhi persyaratan pada standar BS 142-1983.

Berikut merupakan perhitungan parameter dari masing-masing rele di tipikal 1 untuk memperbaiki kesalahan pada tipikal 1.

Rele 1APD-1

Manufacturer

: General Electric

Model

: MIF II

FLA sekunder trafo 1APD-XF-1 : 349,9 A

Isc min 30 cycle bus 1APD-MCC-1 : 8,855 kA

Isc max 4 cycle bus 1APD-MCC-1 : 13,36 kA

Curve Type

: ANSI - *Very Inverse*

CT Ratio

: 800/5 atau 800/1

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA 1APD} - \text{XF} - 1 < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA 1APD} - \text{XF} - 1$$

$$1,05 \times 349,9 < \text{Iset} < 1,3 \times 349,9$$

$$367,395 < \text{Iset} < 454,87$$

$$\frac{367,395}{800} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{454,87}{800} \text{ In}$$

$$0,459 \text{ In} < \text{Tap} < 0,5685 \text{ In}$$

(range : 0,1 In sampai 2,4 In, dengan step 0,01 In)

Dipilih tap = 0.56 In

Iset = 448 A

Time dial

Waktu operasi (t) = 0,3 s

$$t = TD \times \left(A + \frac{B}{(M - C)} + \frac{D}{(M - C)^2} + \frac{E}{(M - C)^3} \right)$$

$$TD = \frac{\left(A + \frac{B}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)} + \frac{D}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)^3} \right)}{0.5}$$

$$TD = \frac{\left(0,0615 + \frac{0,7989}{\left(\frac{13360}{448} - 0,34 \right)} + \frac{(-0,2840)}{\left(\frac{13360}{448} - 0,34 \right)^2} + \frac{4,0505}{\left(\frac{13360}{448} - 0,34 \right)^3} \right)}{0.5}$$

$$TD = 3,01$$

(range 0.5 sampai 20 s, dengan step 0.01 s)

time dial = 3,01

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA 1APD-XF-1} < I_{\gg} < 0,8 \times \text{Isc min 1APD-MCC-1}$$

$$1,6 \times 349,9 < I_{\gg} < 0,8 \times 8855$$

$$559,84 < I_{\gg} < 0,8 \times 7108$$

$$\frac{559,84}{800} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{7108}{800} \text{ In}$$

$$0,6998 \text{ In} < \text{Tap} < 8,885 \text{ In}$$

(range : 0,1 In sampai 30 In, dengan step 0,1 In)

Dipilih tap = 2,4 In

Iset = 1920 A

Time delay

Dipilih time delay = 0,3 s

Rele F-01

Manufacturer : GE Multilin

Model : 735

FLA Primer Trafo 1APD-XF-1 : 105 A

Isc max 4 cycle 11kV Bus 1 : 27,242 kA

Isc max 4 cycle bus 1APD-MCC-1 : 13,36 kA

Curve Type : ANSI - Very Inverse

CT Ratio : 300/5 atau 300/1

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Primer Trafo} < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA Primer Trafo}$$

$$1,05 \times 105 < \text{Iset} < 1,3 \times 105$$

$$110,25 < \text{Iset} < 137,5$$

$$\frac{110,25}{300} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{137,5}{300} \text{ In}$$

$$0,3675 \text{ In} < \text{Tap} < 0,4583 \text{ In}$$

(range : 0,2 In sampai 1 In, dengan step 0,001 In)

Dipilih tap = 0,455 In

Iset = 136,5 A

Time dial

Waktu operasi (t) = 0,2 s

$$t = TD \times \left(A + \frac{B}{(M - C)} + \frac{D}{(M - C)^2} + \frac{E}{(M - C)^3} \right)$$

$$TD = \frac{t}{\left(A + \frac{B}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)} + \frac{D}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)^3} \right)}$$

$$TD = \frac{0,2}{\left(0,0615 + \frac{0,7989}{\left(\frac{27242}{120} - 0,34 \right)} + \frac{(-0,2840)}{\left(\frac{27242}{120} - 0,34 \right)^2} + \frac{4,0505}{\left(\frac{27242}{120} - 0,34 \right)^3} \right)}$$
$$T = 3,845017$$

(range 0.5 sampai 20 s, dengan step 0.01 s)

time dial = 4

Instantaneous Pickup

$$\text{Isc max bus 1APD-MCC-1} \times \frac{kV \text{ sekunder}}{kV \text{ Primer}} < I_{\gg} < 0,8 \times \text{Isc min 11kV Bus 1}$$

$$13360 \times \frac{3,3}{11} < I_{\gg} < 0,8 \times 16061$$

$$4008 < I_{\gg} < 12848,8$$

$$\frac{4008}{300} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{12848,8}{300} \text{ In}$$

$$13,36 \text{ In} < \text{Tap} < 42,82933 \text{ In}$$

(range : 4 In sampai 20 In, dengan step In)

Dipilih tap = 14 In

$I_{set} = 4200 \text{ A}$

Time delay

Dipilih *Time delay* = instan

Rele F-02

Manufacturer : BECKWITH

Model : 3420

FLA Generator 1TGK-CTG 1 : 595,1 A

Isc Kontribusi max 1TGK-CTG 1 : 4,15 kA (11 kV)

Isc Kontribusi min 1TGK-CTG 1 : 2,93 kA (11 kV)

Curve Type : *Inverse*

CT Ratio : 800 / 5

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA 1TGK-CTG-1} < I_{set} < 1,3 \times \text{FLA 1TGK-CTG-1}$$

$$1,05 \times 595,1 < I_{set} < 1,3 \times 595,1$$

$$624,8 < I_{set} < 773,6$$

$$\frac{624,8}{800/5} < \text{Tap} < \frac{773,6}{800/5}$$

$$3,905 < \text{Tap} < 4,835$$

(range : 0,5 A sampai 12 A, dengan step 0,1 A)

Dipilih tap = 4,8 A

$I_{set} = 768 \text{ A}$

Time dial

Waktu operasi (t) = 3 s

$$t = \frac{0,14 \times TD}{2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc \text{ kontribusi max}}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{3 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{3410}{720} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = 2,0106765$$

(range 0,5 sampai 11 s, dengan step 0,1 s)

time dial = 2

Rele F-04

Manufacturer : BECKWITH

Model : 3420

FLA Generator 1TGA-STG 2 : 555,7 A

Isc Kontribusi max 1TGA-STG 2 : 3,41 kA (11 kV)

Isc Kontribusi min 1TGA-STG 2 : 2,86 kA (11 kV)

Curve Type : Inverse

CT Ratio : 800 / 5

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA 1TGA-STG-2} < I_{set} < 1,3 \times \text{FLA 1TGA-STG-2}$$

$$1,05 \times 555,7 < I_{set} < 1,3 \times 555,7$$

$$583,485 < I_{set} < 722,41$$

$$\frac{583,485}{800/5} < \text{Tap} < \frac{722,41}{800/5}$$

$$3,64678 < \text{Tap} < 4,835$$

(range : 0,5 A sampai 12 A, dengan step 0,1 A)

Dipilih tap = 4,5 A

Iset = 720 A

Time dial

Waktu operasi (t) = 3 s

$$t = \frac{0,14 \times TD}{2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

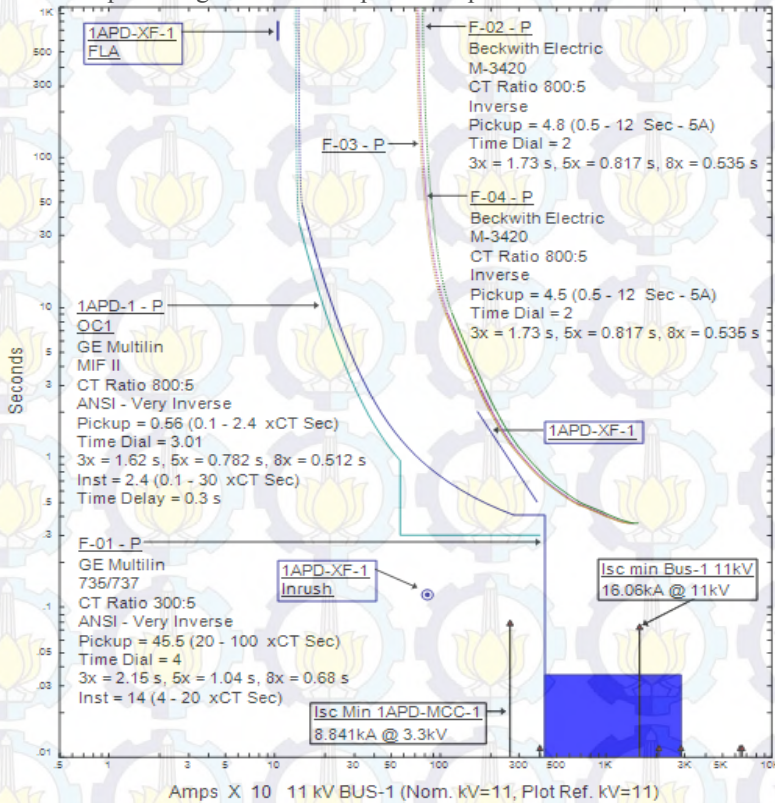
$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc \text{ kontribusi max}}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{3 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{3410}{720} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$TD = 2,0106765$
 (range 0,5 s sampai 11 s, dengan step 0,1 s)
 time dial = 2

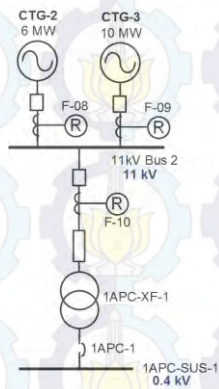
Gambar 4.4 merupakan *plot* kurva arus waktu kondisi *resetting* dari hasil perhitungan koordinasi proteksi tipikal 1



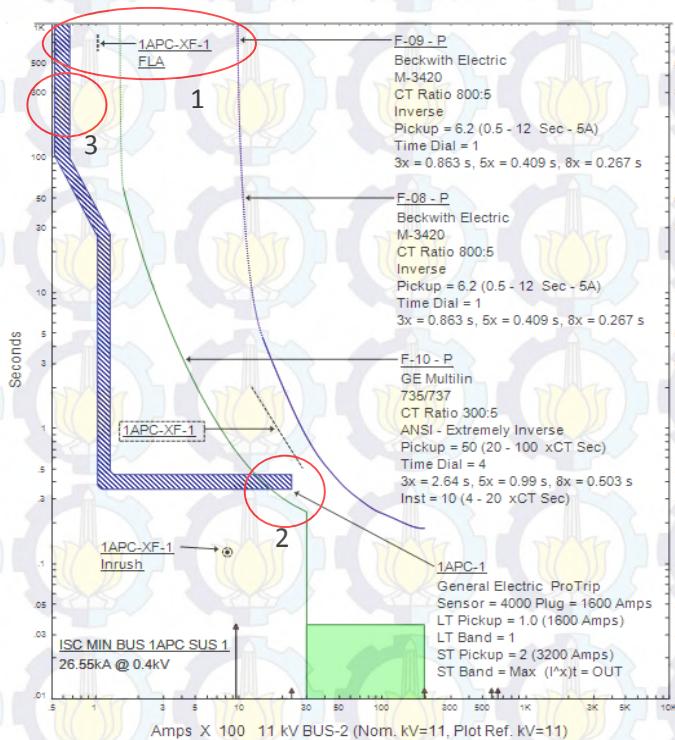
Gambar 4.4 Time-current curve resetting tipikal 1

4.4.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 2

Merupakan koordinasi pengamanan dari generator pada 11kV Bus 2 (meliputi CTG 2 dan CTG 3) sampai bus 1APC-SUS-1. Gambar rangkaian tipikal 2 dapat dilihat pada Gambar 4.5 dan Gambar 4.6 merupakan *time-current curve* tipikal 2.



Gambar 4.5 Rangkaian *single line diagram* tipikal 2



Gambar 4.6 Time-current curve existing tipikal 2

Pada koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 2 terdapat beberapa kesalahan koordinasi yang harus diperbaiki seperti yang ditunjukkan lingkaran merah pada Gambar 4.6, dengan penjelasan kesalahan sebagai berikut :

1. Setelan bagian *overload* pada rele 1APC-1, F-08, dan F-09 tidak memenuhi persyaratan pada standar BS 142-1983.

2. Terdapat kesamaan nilai setelan *time delay* pada rele 1APC-1 dan F-10 yang menyebabkan kedua rele ini akan bekerja secara bersamaan saat terjadi gangguan.

3. Kurva rele 1APC-1 berada di bawah FLA trafo 1APC-XF-1 yang menyebabkan rele akan bekerja saat trafo beroperasi mendekati kapasitas maksimum yang diizinkan.

Berikut merupakan perhitungan parameter dari masing-masing rele untuk memperbaiki kesalahan pada tipikal 2.

Rele 1APC-1 (LVCB)

Manufacturer : General Electric

Model : Multilin Pro 17

FLA sekunder trafo 1APC-XF-1 : 2887 A

Isc min 30 cycle bus 1APC-SUS-1 : 54,941 kA

Curve Type : -

Rating plug : 4000 A

Long - Time

LT Pickup :

$1,05 \times \text{FLA sekunder 1APC-XF-1} < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA sekunder 1APC-XF-1}$

$1,05 \times 2887 < \text{Iset} < 1,3 \times 2887$

$3031,35 < \text{Iset} < 3753,1$

$\frac{3031,35}{4000} < \text{Tap} < \frac{3753,1}{4000}$

$0,7578375 < \text{Tap} < 0,938275$

(range : 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 0,95; 1; 1,1)

Dipilih tap = 0,8

Iset = 1280 A

Dipilih LT Band : 1

Short - Time

ST Pickup :

$1,6 \times \text{FLA sekunder 1APC-XF-1} < \text{I}_{\geq} < 0,8 \times \text{Isc min bus 1APC-SUS-1}$

$1,6 \times 2887 < \text{I}_{\geq} < 0,8 \times 54941$

$$4619,2 < I_{sc} < 43952,8$$

$$\frac{4619,2}{3000} < \text{Tap} < \frac{43952,8}{3000}$$

$$0,186613 < \text{Tap} < 14,650933$$

(range : 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 7; 9)

Dipilih tap = 7

Dipilih ST Band : Intermediate

Rele F-10

Manufacturer : GE Multilin

Model : 735

FLA Primer Trafo 1APD-XF-1 : 105 A

Isc max bus 1APC-SUS-1 : 66,949 kA

Isc max 11kV Bus 2 : 19,210 kA

Isc min 11kV Bus 2 : 16,025 kA

Curve Type : ANSI - Normal Inverse

CT Ratio : 300/5 atau 300/1

Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA Primer 1APC-XF-1} < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA Primer 1APC-XF-1}$

$1,05 \times 105 < \text{Iset} < 1,3 \times 105$

$110,25 < \text{Iset} < 137,5$

$\frac{110,25}{300} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{137,5}{300} \text{ In}$

$0,3675 \text{ In} < \text{Tap} < 0,4583 \text{ In}$

(range : 0,2 In sampai 1 In, dengan step 0,001 In)

Dipilih tap = 0,455 In

Iset = 136,5 A

Time dial

Waktu operasi (t) = 0,13 s

$$t = TD \times \left(A + \frac{B}{(M - C)} + \frac{D}{(M - C)^2} + \frac{E}{(M - C)^3} \right)$$

$$TD = \frac{t}{\left(A + \frac{B}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)} + \frac{D}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)^3} \right)}$$

TD

$$= \frac{0,2}{\left(0,0274 + \frac{2,2614}{\left(\frac{19210}{120} - 0,3\right)} + \frac{(-4,1899)}{\left(\frac{19210}{120} - 0,3\right)^2} + \frac{9,1272}{\left(\frac{19210}{120} - 0,3\right)^3}\right)}$$

$$T = 3,140769892$$

(range 1 s sampai 10 s, dengan step 1 s)
time dial = 3

Instantaneous Pickup

Isc max bus 1APC-SUS-1 x $\frac{kV \text{ sekunder}}{kV \text{ Primer}} < I_{\gg} < 0,8 \times \text{Isc min 11kV Bus 2}$

$$66949 \times \frac{0,4}{11} < I_{\gg} < 0,8 \times 16025$$

$$2434,509091 < I_{\gg} < 12820$$

$$\frac{2434,509091}{300} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{12820}{300} \text{ In}$$

$$8,1150303 \text{ In} < \text{Tap} < 42,733 \text{ In}$$

(range : 4 In sampai 20 In, dengan step 1 In)

Dipilih tap = 10 In

Iset = 3000 A

Time delay

Dipilih Time delay = instan

Rele F-08

Manufacturer : BECKWITH

Model : 3420

FLA Generator 1TGK-CTG 2 : 595,1 A

Isc Kontribusi max 1TGK-CTG 2 : 4,15 kA (11 kV)

Isc Kontribusi min 1TGK-CTG 2 : 2,93 kA (11 kV)

Curve Type : Inverse

CT Ratio : 800 / 5

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA 1TGK-CTG-2} < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA 1TGK-CTG-2}$$

$$1,05 \times 595,1 < \text{Iset} < 1,3 \times 595,1$$

$$624,8 < \text{Iset} < 773,6$$

$$\frac{624,8}{800/5} < \text{Tap} < \frac{773,6}{800/5}$$

$3,905 < \text{Tap} < 4,835$
 (range : 0,5 A sampai 12 A, dengan step 0,1 A)
 Dipilih tap = 4,8 A
 $I_{set} = 768 \text{ A}$

Time dial

Waktu operasi (t) = 2 s

$$t = \frac{0,14 \times TD}{2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc \text{ kontribusi max}}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{2 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{4150}{768} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = 1,456029$$

(range 0,5 s sampai 11 s, dengan step 0,1 s)
 time dial = 1,4

Rele F-09

Manufacturer	: BECKWITH
Model	: 3420
FLA Generator 1TGK-CTG 3	: 595,1 A
Isc Kontribusi max 1TGK-CTG 3	: 4,15 kA (11 kV)
Isc Kontribusi min 1TGK-CTG 3	: 2,93 kA (11 kV)
Curve Type	: Inverse
CT Ratio	: 800 / 5

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA 1TGK-CTG-1} < I_{set} < 1,3 \times \text{FLA 1TGK-CTG-1}$$

$$1,05 \times 595,1 < I_{set} < 1,3 \times 595,1$$

$$624,8 < I_{set} < 773,6$$

$$\frac{624,8}{800/5} < \text{Tap} < \frac{773,6}{800/5}$$

$3,905 < \text{Tap} < 4,835$
 (range : 0,5 A sampai 12 A, dengan step 0,1 A)
 Dipilih tap = 4,8 A
 $I_{set} = 768 \text{ A}$

Time dial

Waktu operasi (t) = 2 s

$$t = \frac{0,14 \times TD}{2,97 \times \left[\left(\frac{I}{IEB} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{IEB} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

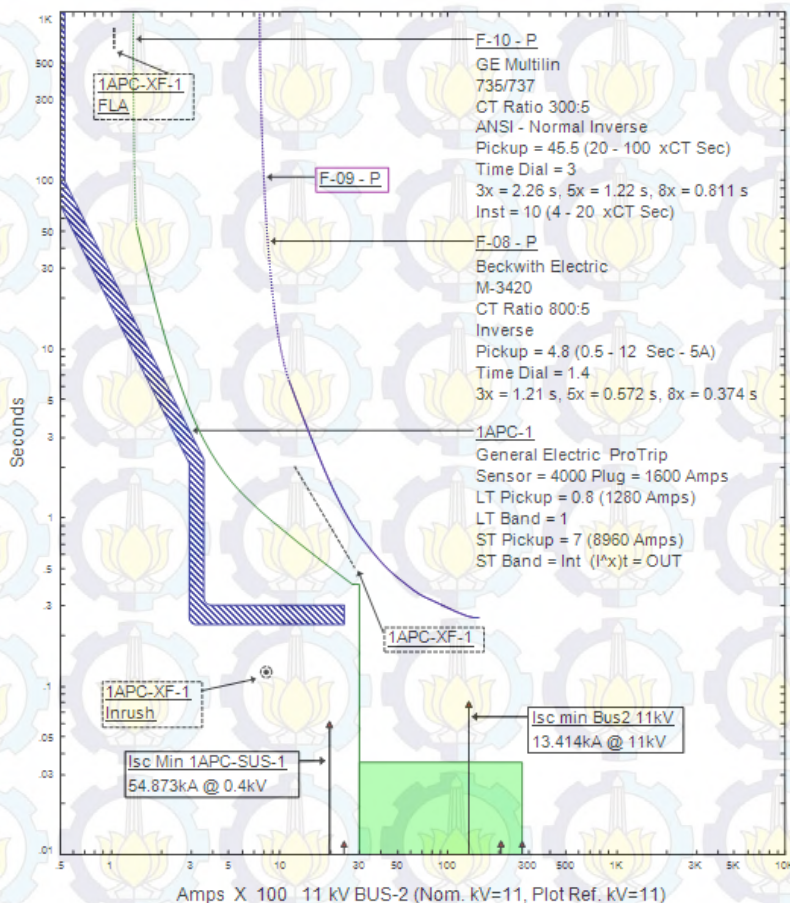
$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc \text{ kontribusi max}}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{2 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{4150}{768} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = 1,456029$$

(range 0,5 s sampai 11 s, dengan step 0,1 s)
 time dial = 1,4

Gambar 4.7 merupakan *plot* kurva arus waktu kondisi *resetting* dari hasil perhitungan koordinasi proteksi tipikal 2

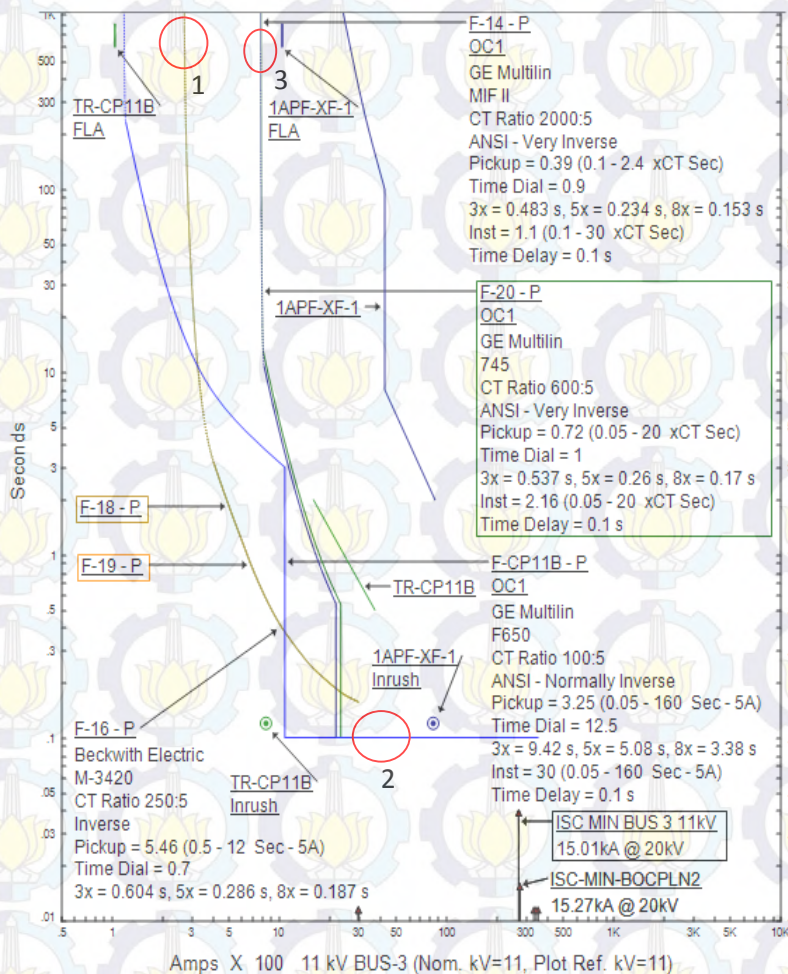


Gambar 4.7 Time-current curve resetting tipikal 2

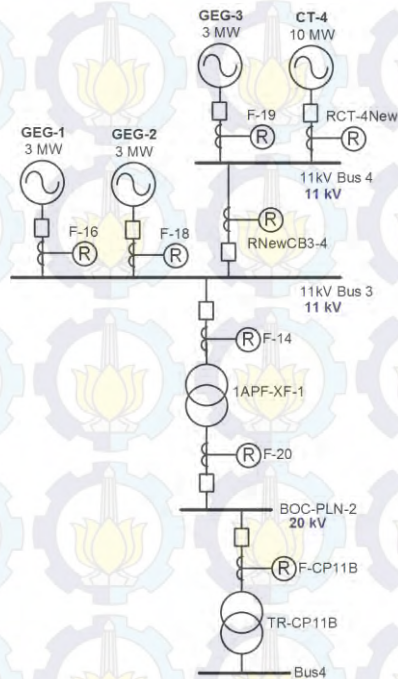
4.4.3 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 3

Merupakan koordinasi pengaman dari generator pada 11kV Bus 3 dan 11kV Bus 4 (meliputi GEG1, GEG 2, GEG 3, CT-4) sampai transformator TR-CP11B.

Gambar rangkaian tipikal 3 dapat dilihat pada Gambar 4.9 dan Gambar 4.8 merupakan *time-current curve* tipikal 3.



Gambar 4.8 Time-current curve existing tipikal 3



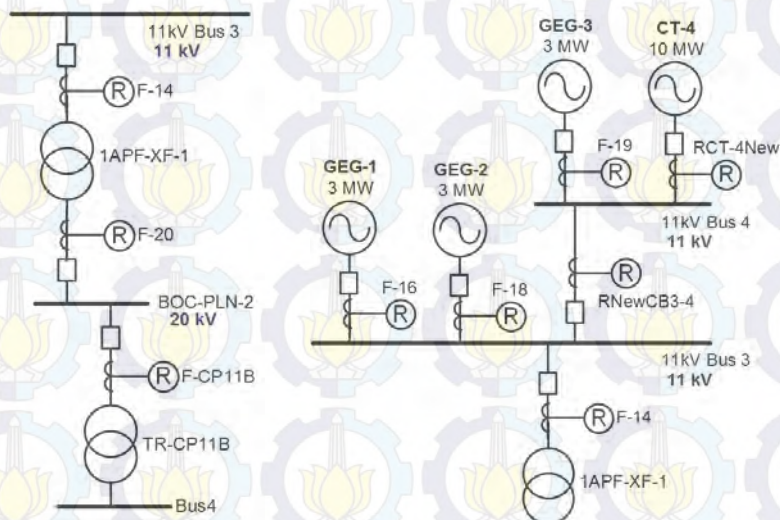
Gambar 4.9 Rangkaian *single line diagram* tipikal 3

Pada koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 3 terdapat beberapa kesalahan koordinasi yang harus diperbaiki seperti yang ditunjukkan lingkaran merah pada Gambar 4.8, dengan penjelasan kesalahan sebagai berikut :

1. Setelan *overload* pada rele F-16, F-18, F-19 tidak memenuhi standar BS 142-1983.
2. Terdapat kesamaan nilai setelan *time delay* pada rele F-CP11B, F-20, dan F-14 yang menyebabkan rele-rele ini akan bekerja secara bersamaan saat terjadi gangguan.
3. Kurva invers rele F-14 dan F-20 salah koordinasi karena terletak di bawah FLA transformator 1APF-XF-1.

Selain kedua kesalahan di atas, terdapat hal yang perlu diperhatikan, yakni belum adanya setelan untuk rele pengaman arus lebih pada rele untuk CB yang menghubungkan 11kV Bus 3 dan 11kV Bus 4.

Karena jumlah rele pada tipikal ini terlalu banyak, maka saat *plotting time-current curve* dibagi menjadi 2 bagian. Tipikal 3a meliputi rele F-CP11B, rele F-20, dan rele F-14. Tipikal 3b meliputi rele F-14, rele RNewCB3-4, dan rele generator – generator di 11kV Bus 3 dan 11kV Bus 4. Gambar rangkaian tipikal 3a dan tipikal 3b dapat dilihat pada Gambar 4.10.



Gambar 4.10 Rangkaian *single line diagram* tipikal 3a (kiri) dan tipikal 3b (kanan)

Berikut merupakan perhitungan parameter dari masing-masing rele untuk memperbaiki kesalahan pada tipikal 3.

Rele F-CP11B

<i>Manufacturer</i>	: General Electric
<i>Model</i>	: F650
FLA primer trafo TR-CP11B	: 57,74 A
Iscmax 4 cycle bus BOC-PLN-2	: 19,575 kA
Iscmin 30 cycle bus BOC-PLN-2	: 3,647 kA
<i>Curve Type</i>	: ANSI - Very Inverse
<i>CT Ratio</i>	: 100/5

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA TR} - \text{CP11B} < I_{\text{set}} < 1,3 \times \text{FLA TR} - \text{CP11B}$$

$$1,05 \times 57,74 < I_{\text{set}} < 1,3 \times 57,74$$

$$60,627 < I_{\text{set}} < 75,062$$

$$\frac{60,627}{100/5} < \text{Tap} < \frac{75,062}{100/5}$$

$$3,03135 \text{ A} < \text{Tap} < 3,7531 \text{ A}$$

(range : 0,05 A sampai 160 A, dengan step 0,01 A)

Dipilih tap = 3,25 A

$I_{\text{set}} = 65 \text{ A}$

Time dial

Waktu operasi (t) = 0,1 s

$$t = TD \times \left(A + \frac{B}{(M - C)} + \frac{D}{(M - C)^2} + \frac{E}{(M - C)^3} \right)$$

$$TD = \frac{\left(A + \frac{B}{\left(\frac{I_{\text{sc max}}}{I_{\text{pickup}}} - C \right)} + \frac{D}{\left(\frac{I_{\text{sc max}}}{I_{\text{pickup}}} - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\frac{I_{\text{sc max}}}{I_{\text{pickup}}} - C \right)^3} \right)}{0,1}$$

$$TD = \frac{\left(0,0274 + \frac{2,2614}{\left(\frac{19210}{120} - 0,3 \right)} + \frac{(-4,1899)}{\left(\frac{19210}{120} - 0,3 \right)^2} + \frac{9,1272}{\left(\frac{19210}{120} - 0,3 \right)^3} \right)}{0,1}$$

$$TD = 1,39$$

(range 1 s sampai 10 s, dengan step 1 s)

time dial = 1,39

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA primer TR-CP11B} < I_{\text{set}} < 0,8 \times I_{\text{sc min bus BOC-PLN-2}}$$

$$1,6 \times 57,74 < I_{\text{set}} < 0,8 \times 3647$$

$$92,384 < I_{\text{set}} < 2917,6$$

$$\frac{92,384}{100/5} < \text{Tap} < \frac{2917,6}{100/5}$$

$$4,6192 \text{ A} < \text{Tap} < 145,88 \text{ A}$$

(range : 0,05 A sampai 160 A, dengan step 0,01 A)

Dipilih tap = 30 A

Iset = 600 A

Time delay

Dipilih *time delay* = 0,1 s

Rele F-20

Manufacturer : General Electric

Model : 745

FLA sekunder trafo 1APF-XF-1 : 577,4 A

Iscmax 4 cycle bus BOC-PLN-2 : 19,575 kA

Iscmin 30 cycle bus BOC-PLN-2 : 3,647 kA

Curve Type : ANSI - Very Inverse

CT Ratio : 600/5 atau 600/1

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA 1APF-XF-1} < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA 1APF-XF-1}$$

$$1,05 \times 577,4 < \text{Iset} < 1,3 \times 577,4$$

$$606,27 < \text{Iset} < 750,62$$

$$\frac{606,27}{600} \text{In} < \text{Tap} < \frac{750,62}{600} \text{In}$$

$$1,01045 \text{In} < \text{Tap} < 1,251033 \text{In}$$

(range : 0,05 In sampai 20 In, dengan step 0,01 In)

Dipilih tap = 1,02 In

Iset = 612 A

Time dial

Waktu operasi (t) = 0,3 s

$$t = TD \times \left(A + \frac{B}{(M - C)} + \frac{D}{(M - C)^2} + \frac{E}{(M - C)^3} \right)$$

$$TD = \frac{t}{\left(A + \frac{B}{\left(\frac{Isc \max}{I_{pickup}} - C \right)} + \frac{D}{\left(\frac{Isc \max}{I_{pickup}} - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\frac{Isc \max}{I_{pickup}} - C \right)^3} \right)}$$

TD

$$= \frac{0,3}{\left(0,0615 + \frac{0,7989}{\left(\frac{19575}{612} - 0,34 \right)} + \frac{(-0,2840)}{\left(\frac{19575}{612} - 0,34 \right)^2} + \frac{4,0505}{\left(\frac{19575}{612} - 0,34 \right)^3} \right)}$$

$$T = 4,887436$$

(range 0 sampai 100 s, dengan step 0.01 s)

time dial = 5

Instantaneous Pickup

1,6 x FLA sekunder 1APF-XF-1 < I_{set} < 0,8 x Isc min bus BOC-PLN-2

1,6 x 577,4 < I_{set} < 0,8 x 3647

923,84 < I_{set} < 2917,6

$\frac{923,84}{600} \ln < \text{Tap} < \frac{2917,6}{600} \ln$

1,53973 ln < Tap < 4,86267 ln

(range : 0,05 ln sampai 20 ln, dengan step 0,01 ln)

Dipilih tap = 4,8 ln

Iset = 2880 A

Time delay

Dipilih time delay = 0,5 s

Rele F-14

Manufacturer

: General Electric

Model

: MIF II

FLA primer trafo 1APF-XF-1

: 1050 A

Iscmin 30 cycle 11kV Bus 3

: 13,674 kA

Iscmax 4 cycle 11kV Bus 3

: 28,842 kA

Curve Type

: ANSI - Very Inverse

CT Ratio

: 2000/5 atau 2000/1

Time Overcurrent Pickup

1,05 x FLA 1APF - XF - 1 < Iset < 1,3 x FLA 1APF - XF - 1

1,05 x 1050 < Iset < 1,3 x 1050

1102,5 < Iset < 1365

$\frac{1102,5}{2000} \ln < \text{Tap} < \frac{1365}{2000} \ln$

$0,55125 \text{ In} < \text{Tap} < 0,6825 \text{ In}$
 (range : 0,1 In sampai 2,4 In, dengan step 0,01 In)
 Dipilih tap = 0.56 In
 Iset = 1120 A

Time dial

Waktu operasi (t) = 0,5 s

$$t = TD \times \left(A + \frac{B}{(M - C)} + \frac{D}{(M - C)^2} + \frac{E}{(M - C)^3} \right)$$

$$TD = \frac{t}{\left(A + \frac{B}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)} + \frac{D}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)^3} \right)}$$

TD

$$= \frac{0.5}{\left(0,0615 + \frac{0,7989}{\left(\frac{28842}{1120} - 0,34 \right)} + \frac{(-0,2840)}{\left(\frac{28842}{1120} - 0,34 \right)^2} + \frac{4,0505}{\left(\frac{28842}{1120} - 0,34 \right)^3} \right)}$$

$$T = 4,887436$$

(range 0.05 s sampai 15 s, dengan step 0.01 s)

time dial = 5

Instantaneous Pickup

1,6 x FLA primer 1APF-XF-1 $< I_{set} < 0,8 \times I_{sc \min} 11\text{kV Bus 3}$

$$1,6 \times 1050 < I_{set} < 0,8 \times 13674$$

$$1680 < I_{set} < 10939,2$$

$$\frac{1680}{2000} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{10939,2}{2000} \text{ In}$$

$$0,84 \text{ In} < \text{Tap} < 5,4696 \text{ In}$$

(range : 0,1 In sampai 30 In, dengan step 0,1 In)

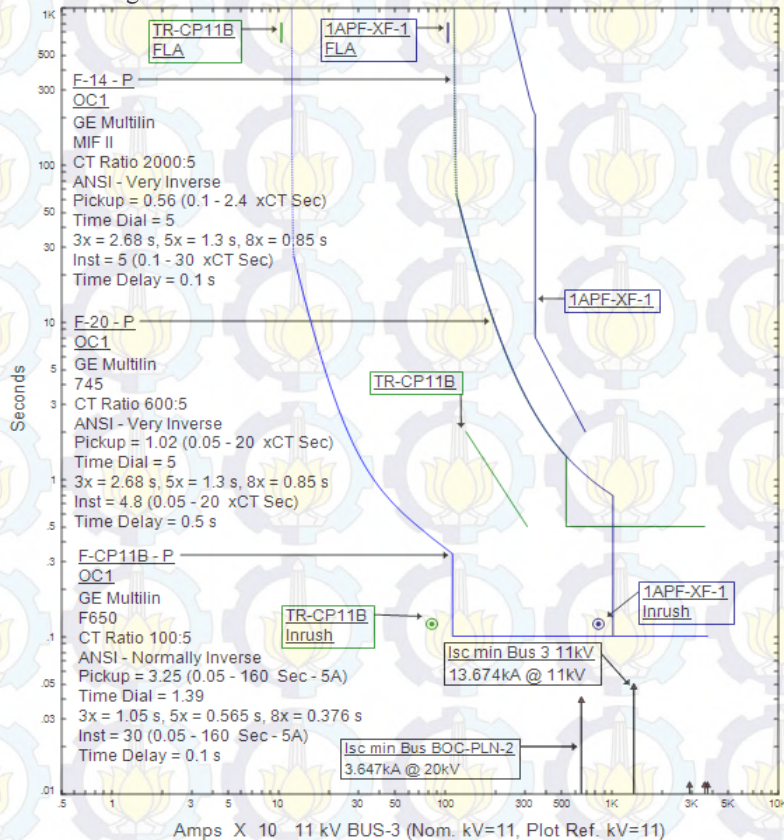
Dipilih tap = 5 In

Iset = 10000 A

Time delay

Dipilih time delay = 0,1 s

Dari perhitungan rele tipikal 3a di atas diperoleh *Time-Current Curve* sebagai berikut :



Gambar 4.11 Time-current curve resetting tipikal 3a

Rele F-16

Manufacturer

: BECKWITH

Model

: 3420

FLA Generator 1TGG-GEG 1

: 196,8 A

Isc Kontribusi max 1TGG-GEG 1

: 1,31 kA (11 kV)

Isc Kontribusi min 1TGG-GEG 1

: 0,807 kA (11 kV)

Curve Type

: Inverse

CT Ratio

: 250 / 5

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA 1TGG-GEG-1} < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA 1TGG-GEG-1}$$

$$1,05 \times 196,8 < \text{Iset} < 1,3 \times 196,8$$

$$206,64 < \text{Iset} < 255,84$$

$$\frac{206,64}{250/5} < \text{Tap} < \frac{255,84}{250/5}$$

$$4,1328 < \text{Tap} < 5,1168$$

(range : 0,5 sampai 12 A, dengan steps 0,1 A)

Dipilih tap = 5,1

Iset = 255 A

Time dial

Waktu operasi (t) = 3 s

$$t = \frac{0,14 \times TD}{2,97 \times \left[\left(\frac{I}{IEB} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{IEB} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{\text{Isc kontribusi max}}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{3 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{1310}{255} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = 2,11752$$

(range 0,5 sampai 11 s, dengan step 0,1 s)

time dial = 2,2

Rele F-18

Manufacturer	: BECKWITH
Model	: 3420
FLA Generator 1TGG-GEG 2	: 196,8 A
Isc Kontribusi max 1TGG-GEG 2	: 1,31 kA (11 kV)
Isc Kontribusi min 1TGG-GEG 2	: 0,807 kA (11 kV)
Curve Type	: Inverse
CT Ratio	: 250 / 5

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA 1TGG-GEG-1} < I_{set} < 1,3 \times \text{FLA 1TGG-GEG-1}$$

$$1,05 \times 196,8 < I_{set} < 1,3 \times 196,8$$

$$206,64 < I_{set} < 255,84$$

$$\frac{206,64}{250/5} < \text{Tap} < \frac{255,84}{250/5}$$

$$4,1328 < \text{Tap} < 5,1168$$

(range : 0,5 sampai 12 A, dengan steps 0,1 A)

Dipilih tap = 5,1

Iset = 255 A

Time dial

Waktu operasi (t) = 3 s

$$t = \frac{0,14 \times TD}{2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc \text{ kontribusi max}}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{3 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{1310}{255} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = 2,11752$$

(range 0,5 sampai 11 s, dengan step 0,1 s)

time dial = 2,2

Relé F-19

Manufacturer

: BECKWITH

Model

: 3420

FLA Generator 1TGG-GEG 3

: 196,8 A

Isc Kontribusi max 1TGG-GEG 3

: 1,31 kA (11 kV)

Isc Kontribusi min 1TGG-GEG 3

: 0,807 kA (11 kV)

Curve Type

: Inverse

CT Ratio

: 250 / 5

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA 1TGG-GEG-1} < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA 1TGG-GEG-1}$$

$$1,05 \times 196,8 < \text{Iset} < 1,3 \times 196,8$$

$$206,64 < \text{Iset} < 255,84$$

$$\frac{206,64}{250/5} < \text{Tap} < \frac{255,84}{250/5}$$

$$4,1328 < \text{Tap} < 5,1168$$

(range : 0,5 sampai 12 A, dengan steps 0,1 A)

Dipilih tap = 5,1

Iset = 255 A

Time dial

Waktu operasi (t) = 3 s

$$t = \frac{0,14 \times TD}{2,97 \times \left[\left(\frac{I}{IEB} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I}{IEB} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{t \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc \text{ kontribusi max}}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = \frac{3 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{1310}{255} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TD = 2,11752$$

(range 0,5 sampai 11 s, dengan step 0,1 s)

time dial = 2,2

Rele RNewCB3-4

Manufacturer : General Electric

Model : F650

FLA generator STG : 555,7 A

FLA generator GEG : 196,8 A

Iscmax 4 cycle 11kV Bus 3 : 28,842 kA

Iscmin 30 cycle 11kV Bus 3 : 13,674 kA

Curve Type : ANSI - Normally Inverse

CT Ratio : 1000 / 5

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times 2 \times (\text{FLA STG} + \text{FLA GEG}) < I_{set} < 1,3 \times 2 \times (\text{FLA STG} + \text{FLA GEG})$$

$$1,05 \times 2 \times (555,7 + 196,8) < I_{set} < 1,3 \times 2 \times (555,7 + 196,8)$$

$$1580,25 < I_{set} < 1956,5$$

$$\frac{1580,25}{1000/5} < \text{Tap} < \frac{1956,5}{1000/5}$$

$$7,90125 \text{ A} < \text{Tap} < 9,7825 \text{ A}$$

(range : 0,05 A sampai 160 A, dengan step 0,01 A)

Dipilih tap = 8 A

Iset = 1600 A

Time dial

Waktu operasi (t) = 0,5 s

$$t = TD \times \left(A + \frac{B}{(M - C)} + \frac{D}{(M - C)^2} + \frac{E}{(M - C)^3} \right)$$

$$TD = \frac{\left(A + \frac{B}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)} + \frac{D}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}} - C \right)^3} \right)}{0,5}$$

$$TD = \frac{\left(0,0274 + \frac{2,2614}{\left(\frac{28842}{1590} - 0,3 \right)} + \frac{(-4,1899)}{\left(\frac{28842}{1590} - 0,3 \right)^2} + \frac{9,1272}{\left(\frac{28842}{1590} - 0,3 \right)^3} \right)}{0,5}$$

$$T = 4,18213$$

(range 1 sampai 10 s, dengan step 1 s)

time dial = 4,2

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times 2 \times (\text{FLA STG} + \text{FLA GEG}) < I_{>>} < 0,8 \times I_{sc \text{ min } 11\text{kV Bus } 3}$$

$$1,6 \times 2 \times (555,7 + 196,8) < I_{>>} < 0,8 \times 13674$$

$$2408 < I_{>>} < 10939,2$$

$$\frac{2408}{1000/5} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{10939,2}{1000/5} \text{ In}$$

$$12,04 \text{ In} < \text{Tap} < 54,696 \text{ In}$$

(range : 0,05 A sampai 160 A, dengan step 0,01 A)

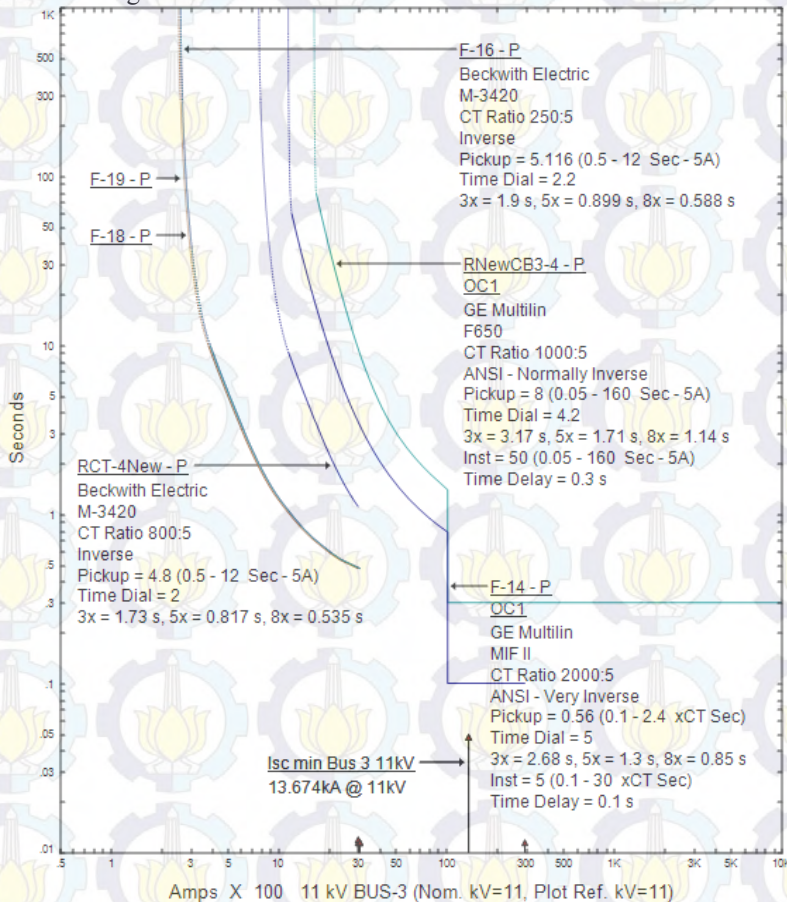
Dipilih tap = 50 A

Iset = 10000 A

Time delay

Dipilih *time delay* = 0,3 s

Dari perhitungan rele tipikal 3b di atas diperoleh *Time-Current Curve* sebagai berikut :

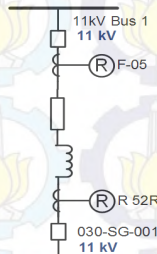


Gambar 4.12 Time-current curve resetting tipikal 3b

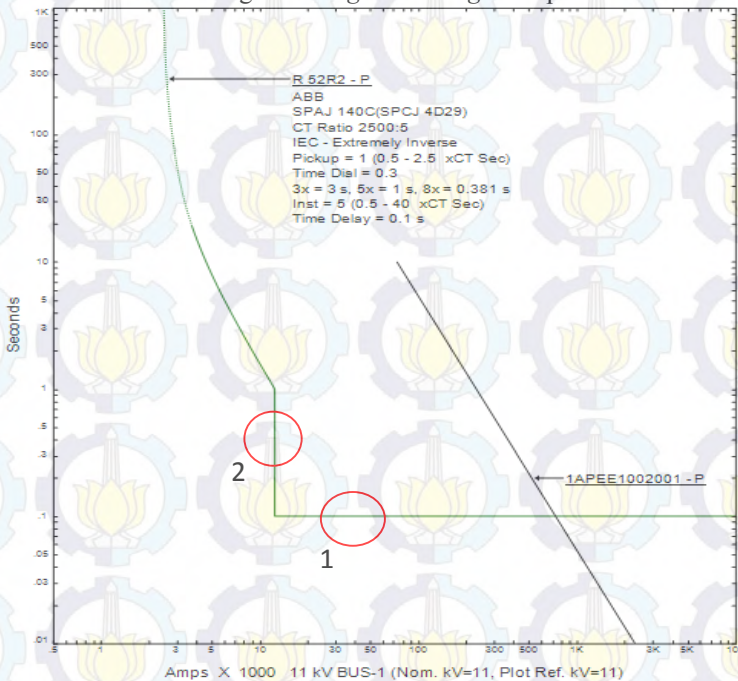
4.4.4 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 4

Merupakan koordinasi pengaman dari generator pada 11kV Bus 1 (meliputi STG 1, STG 2, dan CTG 1) sampai bus Smelting (030-SG-001).

Gambar rangkaian tipikal 4 dapat dilihat pada Gambar 4.13 dan Gambar 4.14 merupakan *time-current curve* tipikal 4.



Gambar 4.13 Rangkaian *single line diagram* tipikal 4



Gambar 4.14 *Time-current curve existing* tipikal 4

Pada koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 4 terdapat beberapa kesalahan koordinasi yang harus diperbaiki seperti yang ditunjukkan lingkaran merah pada Gambar 4.14, dengan penjelasan kesalahan sebagai berikut :

1. Setelan *time delay* pada rele R 52R2 terlalu rendah (0,1 s) sehingga saat terjadi gangguan pada peralatan di bawah bus Smelting (030-SG-001), rele yang berfungsi sebagai *back up* ini akan ikut bekerja dan menyebabkan terjadinya *black out* pada area Smelting.

2. Setelan pick up ampere pada high set untuk rele R 52R2 terlalu besar, sehingga saat gangguan terjadi setelan *definite* rele tidak akan bekerja, namun yang bekerja sisi invers (*low set*).

Selain itu, setelan untuk rele F-05 belum ada. Berikut merupakan perhitungan parameter dari masing-masing rele untuk memperbaiki kesalahan pada tipikal 4.

Rele R 52R2

<i>Manufacturer</i>	: ABB
<i>Model</i>	: SPAJ 140C
FLA generator 1TGA-STG-1	: 555,7 A
FLA generator 1TGK-CTG-1	: 656,1 A
FLA generator 1TGG-GEG-1	: 196,8 A
Iscmin 30 cycle bus 030-SG-001	: 16,043 kA
Iscmax 4 cycle bus 030-SG-001	: 22,293 kA
<i>Curve Type</i>	: IEC - <i>Extremely Inverse</i>
<i>CT Ratio</i>	: 2500/5 atau 2500/1

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times (2 \times \text{FLA 1TGA-STG-1} + 3 \times \text{FLA 1TGG-GEG-1} + \text{FLA 1TGK-CTG-1}) < \text{Iset} < 1,3 \times (2 \times \text{FLA 1TGA-STG-1} + 3 \times \text{FLA 1TGG-GEG-1} + \text{FLA 1TGK-CTG-1})$$

$$1,05 \times (2 \times 555,7 + 3 \times 196,8 + 656,1) < \text{Iset} < 1,3 \times (2 \times 555,7 + 3 \times 196,8 + 656,1)$$

$$2475,795 < \text{Iset} < 3065,27$$

$$\frac{2475,795}{2500} \text{In} < \text{Tap} < \frac{3065,27}{2500} \text{In}$$

$$0,990318 < \text{Tap} < 1,226108$$

(range : 0,5 In sampai 2,5 In, dengan *steps* 0,01 In)

Dipilih tap = 1 In

Iset = 2500 A

Time dial

Waktu operasi (t) = 0,3 s

$$t = \frac{80 \times TD}{(M)^2 - 1}$$
$$TD = \frac{t \times ((M)^2 - 1)}{80}$$
$$TD = \frac{t \times \left(\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}}\right)^2 - 1\right)}{80}$$
$$TD = \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{22293}{2500}\right)^2 - 1\right)}{80}$$

$$TD = 0,2944367$$

(range 0,05 s sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

time dial = 0,3

Instantaneous Pickup

$1,6 \times (2 \times \text{FLA 1TGA-STG-1} + 3 \times \text{FLA 1TGG-GEG-1} + \text{FLA 1TGK-CTG-1}) < I_{\gg} < 0,8 \times I_{\text{kontribusi min 11kV Bus1 ke 030-SG-001}}$

$$1,6 \times (2 \times 555,7 + 3 \times 196,8 + 656,1) < I_{\gg} < 0,8 \times 9740$$

$$3772,64 < I_{\gg} < 7792$$

$$\frac{3772,64}{2500} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{7792}{2500} \text{ In}$$

$$1,509056 \text{ In} < \text{Tap} < 3,1168 \text{ In}$$

(range : 0,5 In sampai 40 In, dengan step 0,1 In)

Dipilih tap = 3,1 In

Iset = 7750 A

Time delay

Dipilih time delay = 0,3 s

Rele F-05

Manufacturer

: ABB

Model

: SPAJ 140C

FLA 1TGA-STG-1

: 555,7 A

FLA 1TGK-CTG-1

: 656,1 A

FLA 1TGG-GEG-1

: 196,8 A

Iscmin 30 cycle bus 030-SG-001

: 16,043 kA

Iscmax 4 cycle bus 030-SG-001 : 22,293 kA
 Curve Type : IEC - *Extremely Inverse*
 CT Ratio : 2500/5 atau 2500/1

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times (2 \times \text{FLA 1TGA-STG-1} + 3 \times \text{FLA 1TGG-GEG-1} + \text{FLA 1TGK-CTG-1}) < I_{set} < 1,3 \times (2 \times \text{FLA 1TGA-STG-1} + 3 \times \text{FLA 1TGG-GEG-1} + \text{FLA 1TGK-CTG-1})$$

$$1,05 \times (2 \times 555,7 + 3 \times 196,8 + 656,1) < I_{set} < 1,3 \times (2 \times 555,7 + 3 \times 196,8 + 656,1)$$

$$2475,795 < I_{set} < 3065,27$$

$$\frac{2475,795}{2500} \ln < \text{Tap} < \frac{3065,27}{2500} \ln$$

$$0,990318 < \text{Tap} < 1,226108$$

(range : 0,5 ln sampai 2,5 ln, dengan step 0,01 ln)

Dipilih tap = 1 ln

Iset = 2500 A

Time dial

Waktu operasi (t) = 0,3 s

$$t = \frac{80 \times TD}{(M)^2 - 1}$$

$$TD = \frac{t \times ((M)^2 - 1)}{80}$$

$$TD = \frac{t \times \left(\left(\frac{I_{sc \max}}{I_{pickup}}\right)^2 - 1\right)}{80}$$

$$TD = \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{22293}{2500}\right)^2 - 1\right)}{80}$$

$$TD = 0,2944367$$

(range 0,05 s sampai 1 s, dengan step 0,01 s)

time dial = 0,3

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times (2 \times \text{FLA 1TGA-STG-1} + 3 \times \text{FLA 1TGG-GEG-1} + \text{FLA 1TGK-CTG-1}) < I_{\gg} < 0,8 \times I_{\text{kontribusi min 11kV Bus1 ke 030-SG-001}}$$

$$1,6 \times (2 \times 555,7 + 3 \times 196,8 + 656,1) < I_{\gg} < 0,8 \times 9740$$

$$\frac{3772,64}{2500} I_n < \text{Tap} < \frac{7792}{2500} I_n$$

$$1,509056 I_n < \text{Tap} < 3,1168 I_n$$

(range : 0,5 In sampai 40 In, dengan step 0,1 In)

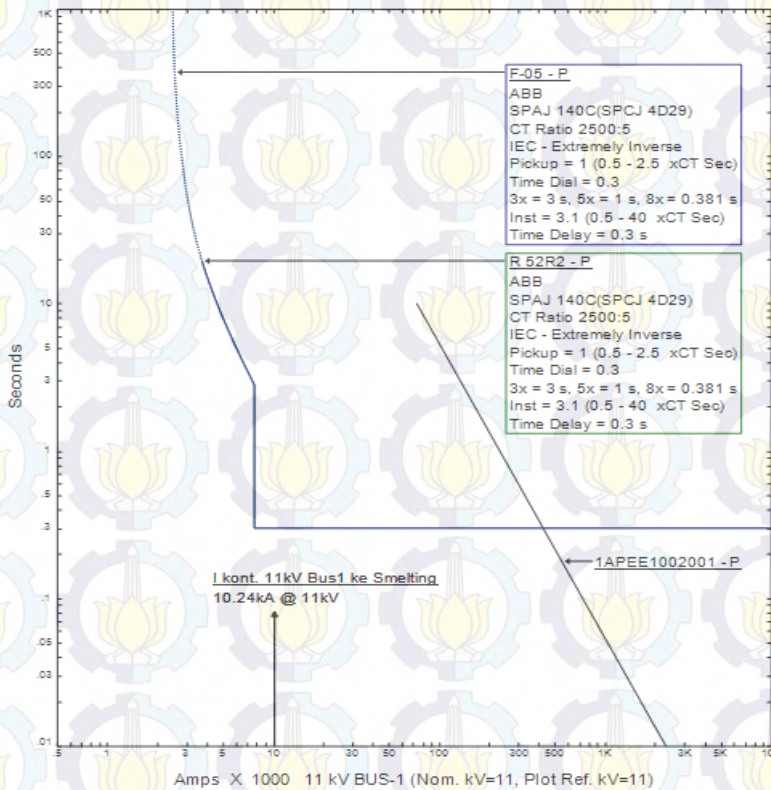
Dipilih tap = 3,1 In

Iset = 7750 A

Time delay

Dipilih time delay = 0,3 s

Gambar 4.15 merupakan *plot* kurva arus waktu kondisi *resetting* dari hasil perhitungan koordinasi proteksi tipikal 4



Gambar 4.15 Time-current curve resetting tipikal 4

4.5 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah

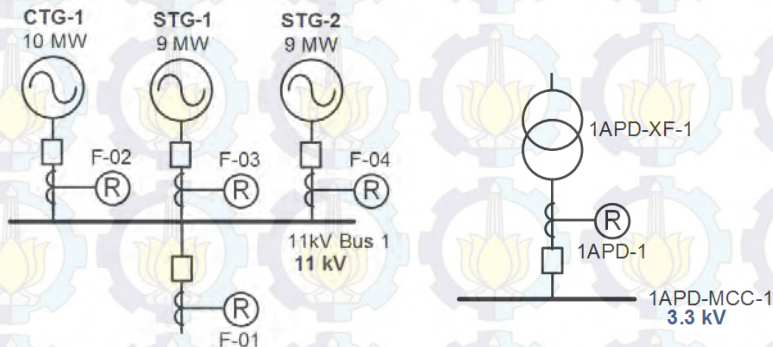
Koordinasi rele arus lebih gangguan ke tanah digunakan untuk mengatasi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah. Hal ini dipengaruhi oleh instalasi *neutral grounding resistor* (NGR) pada peralatan karena arus gangguan ke tanah maksimal bernilai sama dengan NGR yang dipasang. Parameter perhitungan yang digunakan adalah *instantaneous pickup* dan *time delay* saja.

Koordinasi pengaman arus gangguan ke tanah dapat dipisahkan pada tiap level tegangan karena saat terjadi gangguan pada satu level tegangan tertentu, pengaman dengan tegangan berbeda yang berada pada satu *feeder* tidak akan merasakan gangguan.

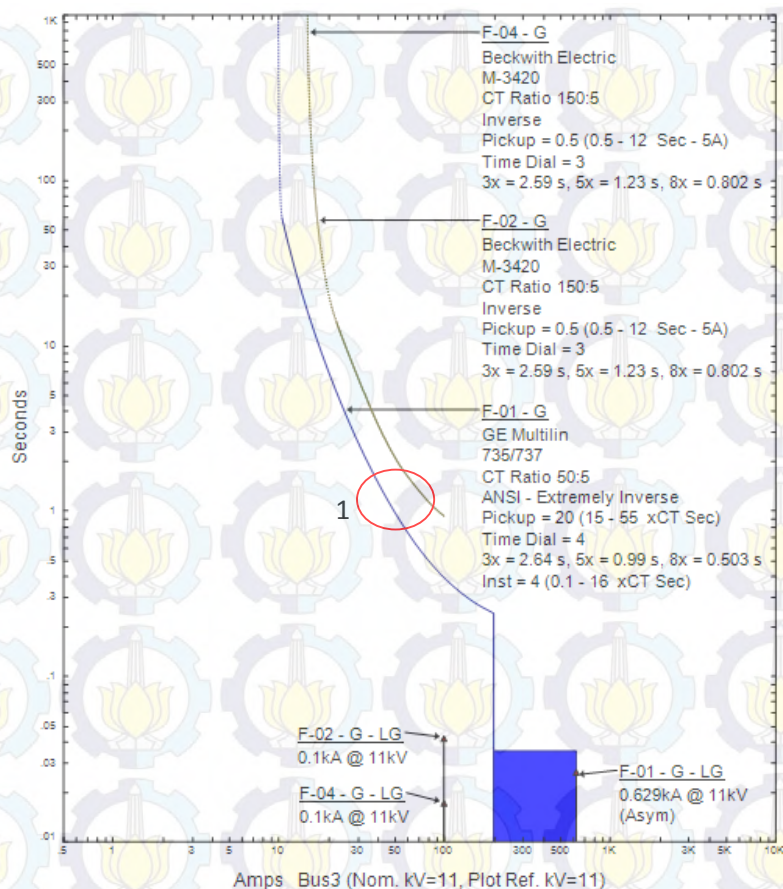
4.5.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah Tipikal 1

Merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan ke tanah dari generator pada 11kV Bus 1 (meliputi STG 1, STG 2, dan CTG 1) sampai bus 1APD-MCC-1. Di tengah jalur terdapat transformator 1APD-XF-1 dengan konfigurasi delta-ye resistor, sehingga tipikal 1 dapat dibagi menjadi 2 zona yang tidak saling berhubungan apabila terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah.

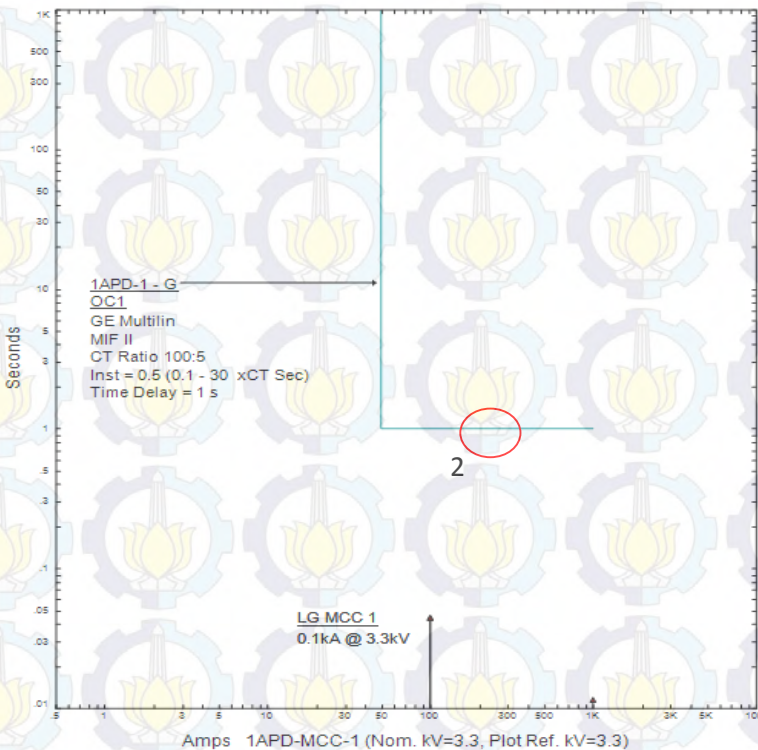
Gambar rangkaian tipikal 1 zona 1 dan zona 2 dapat dilihat pada Gambar 4.16, Gambar 4.17 merupakan *time-current curve* tipikal 1 zona 1, dan Gambar 4.18 merupakan *time-current curve* tipikal 1 zona 2.



Gambar 4.16 Rangkaian *single line diagram* tipikal 1 zona 1 (kiri) dan tipikal 1 zona 2 (kanan)



Gambar 4.17 Time-current curve existing tipikal 1 ground fault zona 1



Gambar 4.18 Time-current curve existing tipikal 1 ground fault zona 2

Pada koordinasi proteksi rele arus lebih gangguan ke tanah tipikal 1 terdapat beberapa kesalahan koordinasi yang harus diperbaiki seperti yang ditunjukkan lingkaran merah pada Gambar 4.17 dan Gambar 4.18, dengan penjelasan kesalahan sebagai berikut :

1. Rele F-02, F-01, dan F-04 belum menggunakan kurva definite sehingga belum terkoordinasi dengan baik
2. Setelan *time delay* rele 1-APD1 gangguan ke tanah terlalu tinggi

Berikut merupakan perhitungan parameter dari masing-masing rele untuk memperbaiki kesalahan pada tipikal 1

Rele 1APD-1
Manufacturer

: General Electric

Model : MIF II
Isc L-G bus 1APD-MCC-1 : 199 A
Curve Type : *Definite*
CT Ratio : 100/5 atau 100/1

Instantaneous Pickup

$I_{sc\ unbalance} < I_{set} < 50\% \times I_{sc\ L-G\ 1APD-MCC-1}$
 $5-10\% \times I_{sc\ L-G\ 1APD-MCC-1} < I_{set} < 50\% \times I_{sc\ L-G\ 1APD-MCC-1}$
 $5\% \times 199\ A < I_{set} < 50\% \times 199\ A$
 $9,95 < I_{set} < 99,5$
 $\frac{9,95}{100} In < Tap < \frac{99,5}{100} In$
 $0,0995 < Tap < 0,995$
 (range : 0,1 In sampai 30 In, dengan step 0,1 In)
 Dipilih tap = 0,15 In
 Iset = 15 A

Time delay

Dipilih time delay = 0,3 s

Rele F-01

Manufacturer : General Electric
Model : Multilin 735
NGR generator 1TGK-CTG-1 : 100 A
NGR generator 1TGA-STG-1 : 100 A
NGR generator 1TGA-STG-2 : 100 A
Curve Type : *Definite*
CT Ratio : 50/5 atau 50/1

Instantaneous Pickup

$I_{sc\ unbalance} < I_{set} < 50\% \times I_{sc\ L-G\ 1APD-MCC-1}$
 $5-10\% \times (NGR\ CTG1 + STG1 + STG2) < I_{set} < 50\% \times (NGR\ CTG1 + STG1 + STG2)$
 $5\% \times (100A + 100A + 100A) < I_{set} < 50\% \times (100A + 100A + 100A)$
 $15\ A < Tap < 150\ A$
 $\frac{15}{50} In < Tap < \frac{150}{50} In$
 $0,3\ In < Tap < 3\ In$
 (range : 0,1 In sampai 16 In, dengan step 0,1 In)
 Dipilih tap = 0,4 In

$I_{set} = 20 \text{ A}$

Time delay

Dipilih *time delay* = instan

Rele F-02

Manufacturer : Beckwith

Model : 3420

NGR 1TGK-CTG-1 : 100 A

Curve Type : *Definite*

CT Ratio : 150 / 5

Instantaneous Pickup

$I_{sc \text{ unbalance}} < I_{set} < 50\% \times \text{NGR 1TGK-CTG-1}$

$5\text{-}10\% \times \text{NGR 1TGK-CTG-1} < I_{set} < 50\% \times \text{NGR 1TGK-CTG-1}$

$10\% \times 100 \text{ A} < I_{set} < 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} < I_{set} < 50 \text{ A}$

$\frac{10}{150/5} \text{ A} < \text{Tap} < \frac{50}{150/5} \text{ A}$

$0,333 \text{ A} < \text{Tap} < 1,667 \text{ A}$

(range : 0,5 A sampai 12 A, dengan *step* 0,1 A)

Dipilih tap = 0,6 A

$I_{set} = 18 \text{ A}$

Time delay

Dipilih *time delay* = 1,3 s

Rele F-04

Manufacturer : Beckwith

Model : 3420

NGR 1TGA-STG-1 : 100 A

Curve Type : *Definite*

CT Ratio : 150 / 5

Instantaneous Pickup

$I_{sc \text{ unbalance}} < I_{set} < 50\% \times \text{NGR 1TGA-STG-1}$

$5\text{-}10\% \times \text{NGR 1TGA-STG-1} < I_{set} < 50\% \times \text{NGR 1TGA-STG-1}$

$10\% \times 100 \text{ A} < I_{set} < 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} < I_{set} < 50 \text{ A}$

$\frac{10}{150/5} \text{ A} < \text{Tap} < \frac{50}{150/5} \text{ A}$

$0,333 \text{ A} < \text{Tap} < 1,667 \text{ A}$
 (range : 0,5 A sampai 12 A, dengan step 0,1 A)

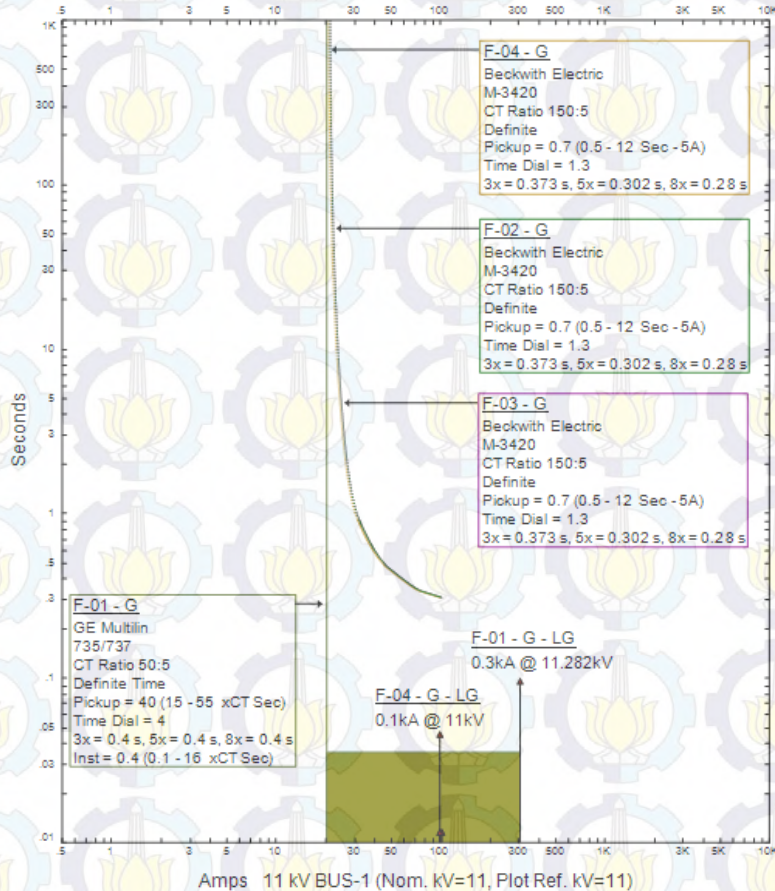
Dipilih tap = 0,7 A

Iset = 21 A

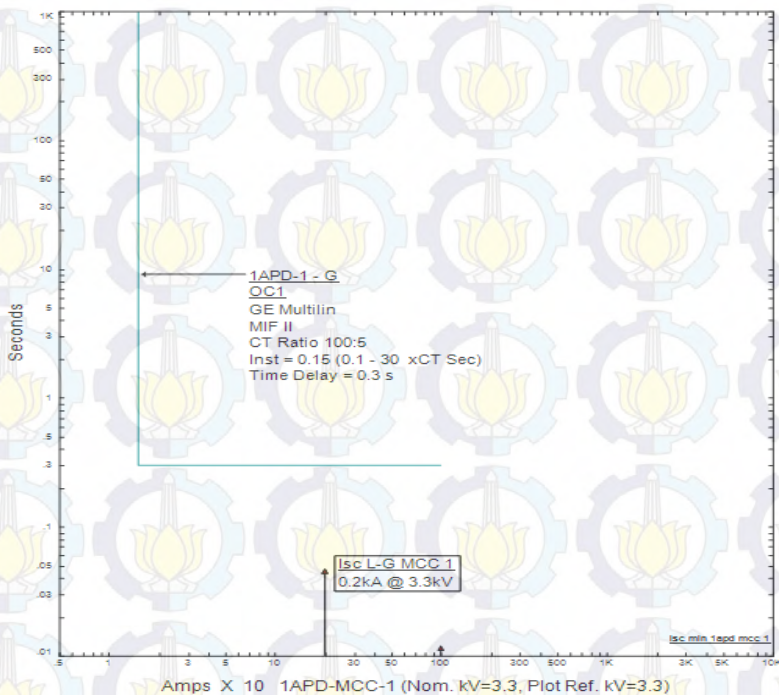
Time delay

Dipilih time delay = 1,3 s

Dari perhitungan di atas didapatkan *plot kurva time-current curve* yang ditunjukkan pada Gambar berikut.



Gambar 4.19 Time-current curve resetting tipikal 1 ground fault zona 1



Gambar 4.20 Time-current curve resetting tipikal 1 ground fault zona 2

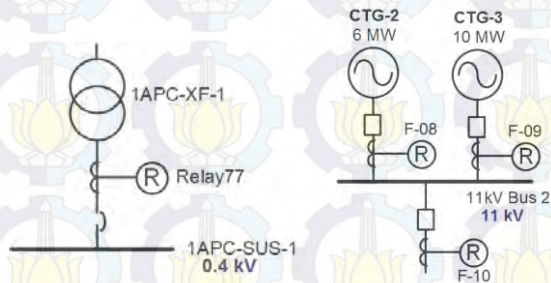
Kesimpulan *plot* kurva di atas sebagai berikut :

Seluruh setelan pengaman gangguan ke tanah menggunakan kurva definite. Cukup memperhatikan grading time untuk koordinasi pengaman rele arus gangguan ke tanah dikarenakan arus gangguan ke tanah bersifat konstan. Setelan rele arus gangguan ke tanah harus sekecil mungkin untuk mendeteksi dan melokalisir gangguan ke tanah lebih awal.

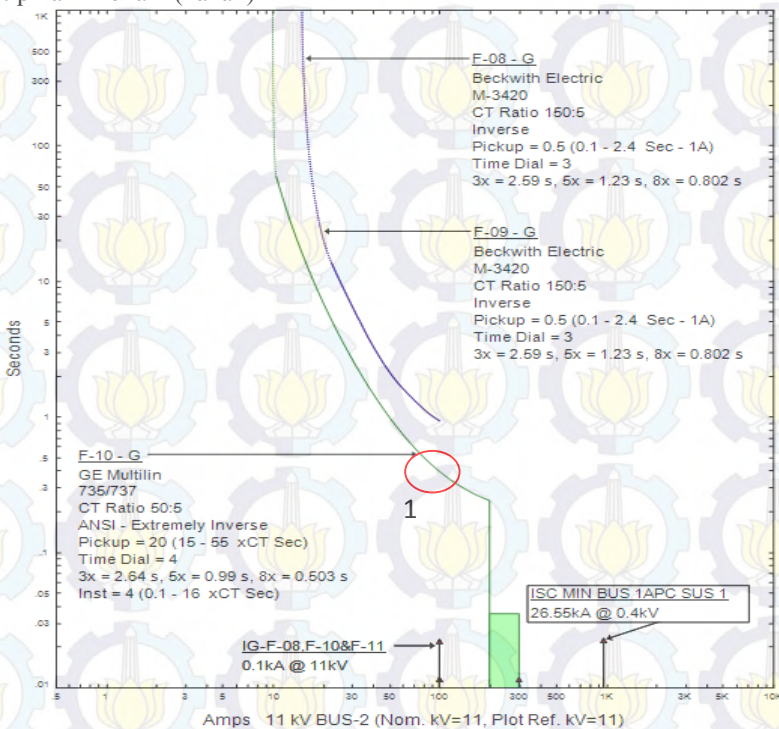
4.5.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah Tipikal 2

Merupakan koordinasi rele pengaman arus lebih gangguan ke tanah dari generator pada 11kV Bus 2 (meliputi CTG 2 dan CTG 3) sampai bus 1APC-SUS-1. Di tengah jalur terdapat transformator 1APC-XF-1 dengan konfigurasi delta-wye resistor, sehingga tipikal 2 dapat dibagi menjadi 2 zona yang tidak saling berhubungan apabila terjadi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah.

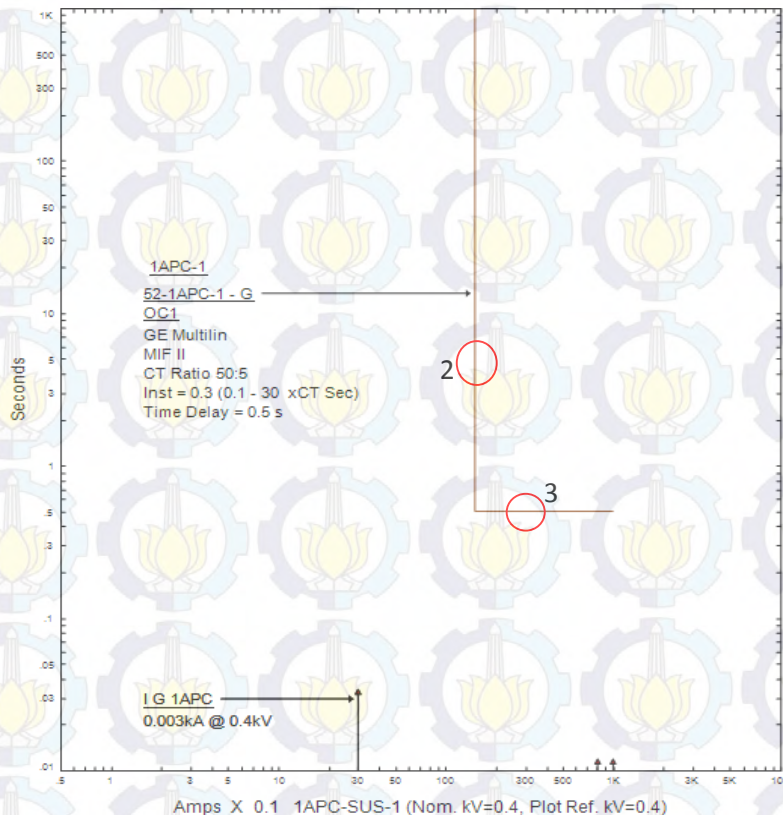
Gambar rangkaian tipikal 2 zona 1 dan zona 2 dapat dilihat pada Gambar 4.21, Gambar 4.22 merupakan *time-current curve* tipikal 2 zona 1, dan Gambar 4.23 merupakan *time-current curve* tipikal 2 zona 2.



Gambar 4.21 Rangkaian *single line diagram* tipikal 2 zona 1 (kiri) dan tipikal 2 zona 2 (kanan)



Gambar 4.22 *Time-current curve* existing tipikal 2 ground fault zona 1



Gambar 4.23 Time-current curve existing tipikal 2 ground fault zona 2

Pada koordinasi proteksi rele arus lebih gangguan ke tanah tipikal 1 terdapat beberapa kesalahan koordinasi yang harus diperbaiki seperti yang ditunjukkan lingkaran merah pada Gambar 4.22 dan Gambar 4.23, dengan penjelasan kesalahan sebagai berikut :

1. Setelan rele gangguan ke tanah F-10 tidak memenuhi standar ($5\%-10\% I_{sc} L-N < IPP < 50\% I_{sc} L-N$)
2. Setelan rele gangguan ke tanah 1APC-1 tidak memenuhi standar ($5\%-10\% I_{sc} L-N < IPP < 50\% I_{sc} L-N$)
3. Setelan *time delay* rele 1-APC1 *ground fault* terlalu tinggi

Berikut merupakan perhitungan parameter dari masing-masing rele untuk memperbaiki kesalahan pada tipikal 2.

Rele F-08*Manufacturer*

: Beckwith

Model

: 3420

NGR 1TGK-CTG-2

: 100 A

Curve Type: *Definite**CT Ratio*

: 150 / 5

Instantaneous Pickup

$$I_{sc} \text{ unbalance} < I_{set} < 50\% \times \text{NGR 1TGK-CTG-2}$$

$$5-10\% \times \text{NGR 1TGK-CTG-2} < I_{set} < 50\% \times \text{NGR 1TGK-CTG-2}$$

$$10\% \times 100 \text{ A} < I_{set} < 50\% \times 100 \text{ A}$$

$$10 \text{ A} < I_{set} < 50 \text{ A}$$

$$\frac{10}{150/5} \text{ A} < \text{Tap} < \frac{50}{150/5} \text{ A}$$

$$0,333 \text{ A} < \text{Tap} < 1,667 \text{ A}$$

(range : 0,5 A sampai 12 A, dengan step 0,1 A)

Dipilih tap = 0,6 A

Iset = 18 A

Time delay

Dipilih time delay = 1,3 s

Rele F-09*Manufacturer*

: Beckwith

Model

: 3420

NGR 1TGK-CTG-3

: 100 A

Curve Type: *Definite**CT Ratio*

: 150 / 5

Instantaneous Pickup

$$I_{sc} \text{ unbalance} < I_{set} < 50\% \times \text{NGR 1TGK-CTG-3}$$

$$5-10\% \times \text{NGR 1TGK-CTG-3} < I_{set} < 50\% \times \text{NGR 1TGK-CTG-3}$$

$$10\% \times 100 \text{ A} < I_{set} < 50\% \times 100 \text{ A}$$

$$10 \text{ A} < I_{set} < 50 \text{ A}$$

$$\frac{10}{150/5} \text{ A} < \text{Tap} < \frac{50}{150/5} \text{ A}$$

$$0,333 \text{ A} < \text{Tap} < 1,667 \text{ A}$$

(range : 0,5 A sampai 12 A, dengan step 0,1 A)

Dipilih tap = 0,6 A

Iset = 18 A

Time delay

Dipilih *time delay* = 1,3 s

Rele 1APC-1

Manufacturer : General Electric

Model : MIF II

NGR Transformator 1APC-XF-1 : 77 A

Curve Type : *Definite*

CT Ratio : 50/5 atau 50/1

Instantaneous Pickup

$I_{sc\ unbalance} < I_{set} < 50\% \times \text{NGR Transformator 1APC-XF-1}$

$5\text{-}10\% \times \text{NGR Transformator 1APC-XF-1} < I_{set} < 50\% \times \text{NGR}$

Transformator 1APC-XF-1

$10\% \times 77\text{ A} < I_{set} < 50\% \times 77\text{ A}$

$7,7\text{ A} < I_{set} < 38,5\text{ A}$

$\frac{7,7}{50} I_n < \text{Tap} < \frac{38,5}{50} I_n$

$0,154 I_n < \text{Tap} < 0,77 I_n$

(range : 0,1 In sampai 30 In, dengan *step* 0,1 In)

Dipilih tap = 0,2 In

$I_{set} = 10\text{ A}$

Time delay

Dipilih *time delay* = 0,3 s

Rele F-10

Manufacturer : General Electric

Model : Multilin 735

NGR 1TGK-CTG-2 : 100 A

NGR 1TGK-CTG-3 : 100 A

Curve Type : *Definite*

CT Ratio : 50/5 atau 50/1

Instantaneous Pickup

$I_{sc\ unbalance} < I_{set} < 50\% \times \text{NGR CTG 2} + \text{CTG 3}$

$5\text{-}10\% \times \text{NGR CTG 2} + \text{CTG 3} < I_{set} < 50\% \times \text{NGR CTG 2} + \text{CTG 3}$

$5\% \times (100\text{ A} + 100\text{ A}) < I_{set} < 50\% \times (100\text{ A} + 100\text{ A})$

$10\text{ A} < I_{set} < 100\text{ A}$

$\frac{10}{50} I_n < \text{Tap} < \frac{100}{50} I_n$

0,2 In < Tap < 2 In
(range : 0,1 In sampai 16 In, dengan step 0,1 In)

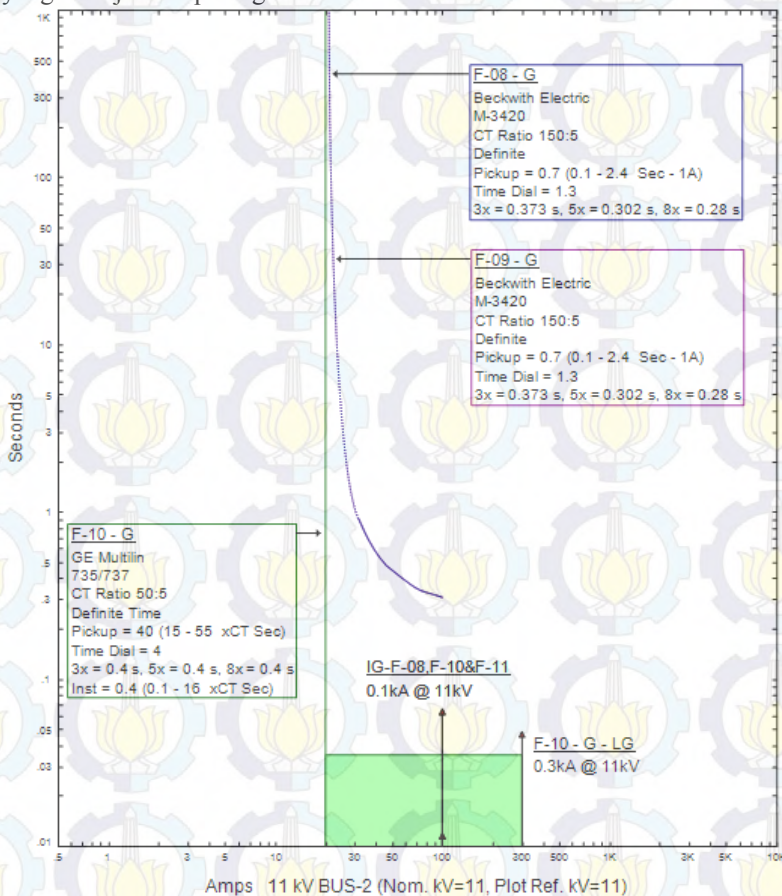
Dipilih tap = 0,4 In

Iset = 20 A

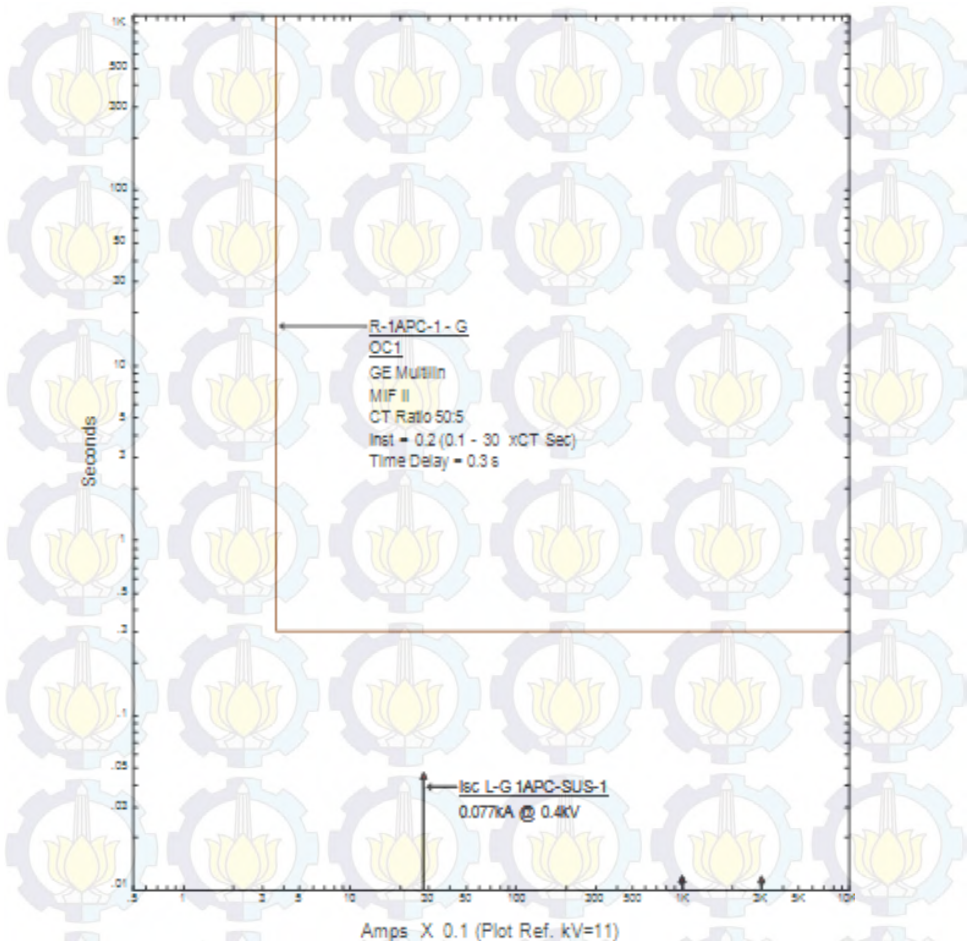
Time delay

Dipilih time delay = instan

Dari perhitungan di atas didapatkan *plot kurva time-current curve* yang ditunjukkan pada gambar berikut.



Gambar 4.24 Time-current curve resetting tipikal 2 ground fault zona 1



Gambar 4.25 Time-current curve resetting tipikal 2 ground fault zona 2

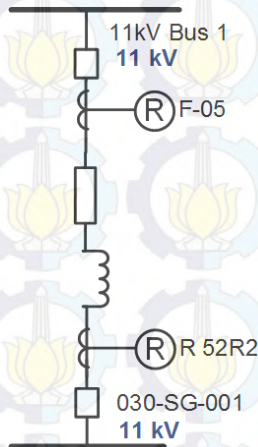
Kesimpulan *plot* kurva di atas sebagai berikut :

Seluruh setelan pengaman gangguan ke tanah menggunakan kurva definite. Cukup memperhatikan grading time untuk koordinasi pengaman rele arus gangguan ke tanah dikarenakan arus gangguan ke tanah bersifat konstan. Setelan rele arus gangguan ke tanah harus sekecil mungkin untuk mendeteksi dan melokalisir gangguan ke tanah lebih awal.

4.5.3 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah Tipikal 4

Merupakan koordinasi rele pengamanan arus lebih gangguan ke tanah dari generator pada 11kV Bus 1 sampai bus 030-SG-001 (Bus Smelting) yang sebelumnya belum di setting oleh pabrik.

Gambar rangkaian tipikal 4 dapat dilihat pada Gambar 4.26.



Gambar 4.26 Rangkaian *single line diagram* tipikal 4

Berikut merupakan perhitungan parameter dari masing-masing rele :

Rele F-05

Manufacturer

: ABB

Model

: SPAJ 140C

Isc L-G 11kV Bus 1

: 600 A

Curve Type

: *Definite*

CT Ratio

: 2500/5 atau 2500/1

Instantaneous Pickup

$$10\% \times \text{Isc L-G 11kV Bus 1} < I_{\text{set}} < 50\% \times \text{Isc L-G 11kV Bus 1}$$

$$10\% \times 600 \text{ A} < I_{\text{set}} < 50\% \times 600 \text{ A}$$

$$60 \text{ A} < I_{\text{set}} < 300 \text{ A}$$

$$\frac{60}{2500} I_n < \text{Tap} < \frac{300}{2500} I_n$$

$$0,024 I_n < \text{Tap} < 0,12 I_n$$

(range : 0,1 In sampai 10 In, dengan step 0,01 In)

Dipilih tap = 0,1 In

Iset = 250 A

Time delay

Dipilih time delay = 0,3 s

Rele R 52R2

Manufacturer : ABB

Model : SPAJ 140C

Isc bus 030-SG-001 : 600 A

Curve Type : Definite

CT Ratio : 2500 / 5

Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{sc} \text{ L-G 030-SG-001} < I_{set} < 50\% \times I_{sc} \text{ L-G 030-SG-001}$$

$$10\% \times 600 \text{ A} < I_{set} < 50\% \times 600 \text{ A}$$

$$60 \text{ A} < I_{set} < 300 \text{ A}$$

$$\frac{60}{2500} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{300}{2500} \text{ In}$$

$$0,024 \text{ In} < \text{Tap} < 0,12 \text{ In}$$

(range : 0,1 In sampai 10 In, dengan step 0,01 In)

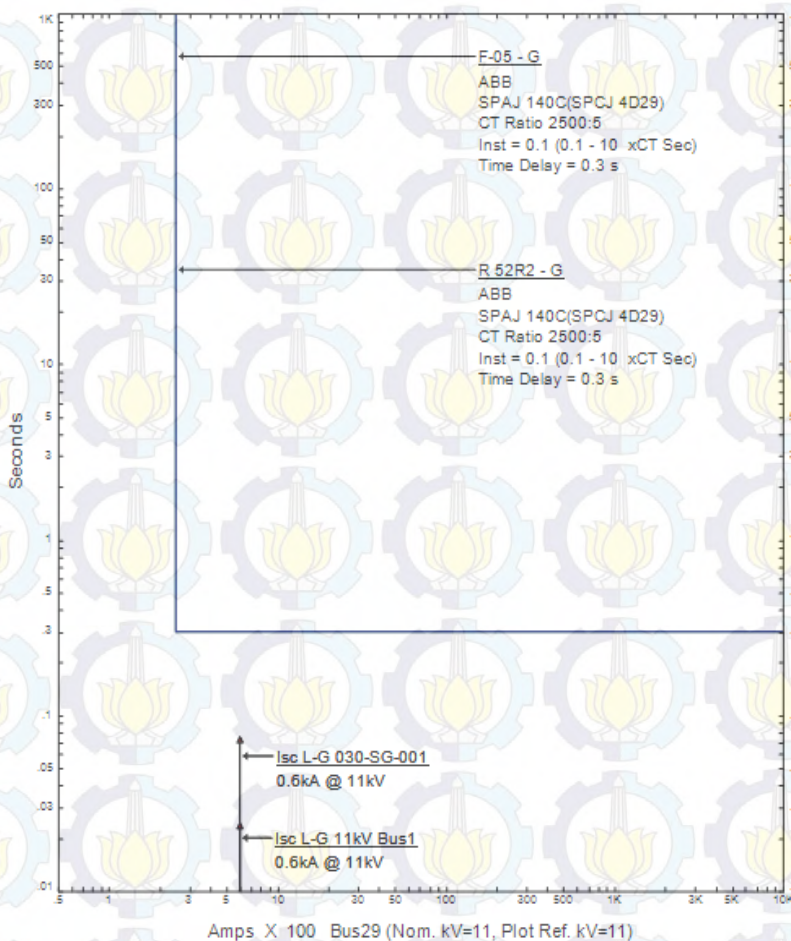
Dipilih tap = 0,1 In

Iset = 250 A

Time delay

Dipilih time delay = 0,3 s

Dari perhitungan di atas didapatkan plot kurva *time-current curve* yang ditunjukkan pada Gambar 4.27.



Gambar 4.27 Time-current curve tipikal 4 ground fault

4.6 Kriteria Stabilitas Transien

Studi kestabilan transien dievaluasi berdasarkan respon frekuensi dan tegangan sistem, serta sudut rotor generator. Sistem harus dipastikan stabil setelah terjadi gangguan. Berikut merupakan kriteria yang digunakan untuk analisis kestabilan transien :

1. Berdasarkan standar ANSI/IEEE C37.106-2003, frekuensi sistem selama gangguan terjadi tidak diizinkan lebih rendah dari 48,7 Hz selama 20 detik.
2. *Voltage dip* minimum selama gangguan sebaiknya dikonfirmasi dengan setelan rele *undervoltage* untuk *switchgear* tegangan rendah dan menengah. Diizinkan kondisi *undervoltage* pada *switchgear* tegangan menengah dan rendah bernilai $0,8 \times U_n$ dengan waktu tunda selama 3 detik dan bernilai $0,8 \times U_n$ dengan waktu tunda selama 2 detik secara berurutan.
3. Tegangan sistem *steady state* pada *switchgear* / MCC harus tidak kurang dari 95% berdasarkan keperluan desain.

4.7 Konfigurasi Jaringan

PT. Linde Indonesia Gresik memiliki 3 x 10 MW generator CTG, 1 x 6 MW generator CTG karena rotor *short*, 2 x 9 W generator STG, 3 x 3 MW generator GEG, dan menggunakan sumber daya listrik PLN. Konfigurasi minimum dan maksimum pembangkitan adalah :

- Konfigurasi pembangkitan minimum dengan mengoperasikan generator CTG 2 x 10 MW, CTG 1 x 6 MW (rotor *short*), STG 2 x 9 MW, dan GEG 3 x 3 MW.
- Konfigurasi pembangkitan maksimum dengan mengoperasikan CTG 3 x 10 MW, CTG 1 x 6 MW (rotor *short*), STG 1 x 9 MW, GEG 3 x 3 MW, reaktor 2 x 2500 A yang terpasang pada jalur yang menghubungkan 11kV Bus 1 menuju Bus 030-SG-001 dan 11kV Bus 2 menuju Bus 030-SG-001.

4.8 Studi Kasus Kestabilan Transien

Pada kasus Linde, terdapat 2 jenis kasus yang digunakan untuk analisis kestabilan transien sekaligus untuk penyetelan beberapa rele, yakni :

1. Generator *outage*: Kasus ketika sistem beroperasi, terdapat satu atau lebih generator yang lepas ketika pembangkitan minimum. Konfigurasi sistem operasinya adalah :

- a. Operasi 1 : Kondisi operasi ketika 1 generator CTG tidak aktif yaitu CT-4 dengan daya terbangkit sebesar 10 MW.
 - b. Operasi 2 : Kondisi operasi ketika 1 generator GEG tidak aktif yaitu 1TGG-GEG-1 dengan daya terbangkit sebesar 3 MW.
 - c. Operasi 3 : Kondisi operasi ketika sumber PLN tidak aktif.
2. Beban lepas : Kondisi ketika sistem beroperasi, terdapat beban UPS 4, 6, 7, dan 8 yang lepas (rusak) pada sisi PT. Smelting.

Tabel 4.5. Studi kasus kestabilan transien

No	Kasus	Operasi Pembangkitan	Keterangan
1	TS-CT-4-Off	Minimum	Generator berkapasitas terbesar (CT-4) <i>outage</i> dari sistem.
	TS-GEG-1-Off		Generator berkapasitas terkecil (GEG-1) <i>outage</i> dari sistem.
	TS-PLN-Off	Maksimum	Sumber PLN mati, sehingga ada daya yang mengalir dari pembangkitan PT. Linde Indonesia Gresik menuju beban PLN.
2	TS-UPS-Off	Maksimum	Beban <i>crane</i> (UPS 4,6,dan 7 di sisi Smelting) lepas.

Untuk studi kasus gangguan generator *outage*, bus yang digunakan sebagai indikasi kestabilan transien sistem yakni :

1. Bus BOC-PLN-2 sebagai bus yang mewakili tegangan 20 kV.
2. Bus 11kV BUS 1 sebagai bus yang mewakili tegangan 11 kV.
3. Bus 1APD-MCC-1 sebagai bus yang mewakili tegangan 3,3 kV.
4. Bus 1APC-SUS-1 sebagai bus yang mewakili tegangan 0,4 kV.

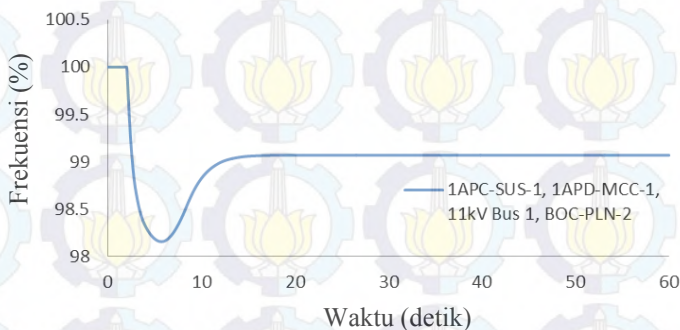
4.9 Hasil Simulasi Kestabilan Transien dan Mekanisme Load Shedding

Sub bab ini menjelaskan hasil analisis kestabilan transien pada setiap studi kasus. Hasil analisis meliputi respon frekuensi bus, tegangan bus, dan sudut rotor generator.

4.9.1 Studi Kasus Generator CT-4 Lepas

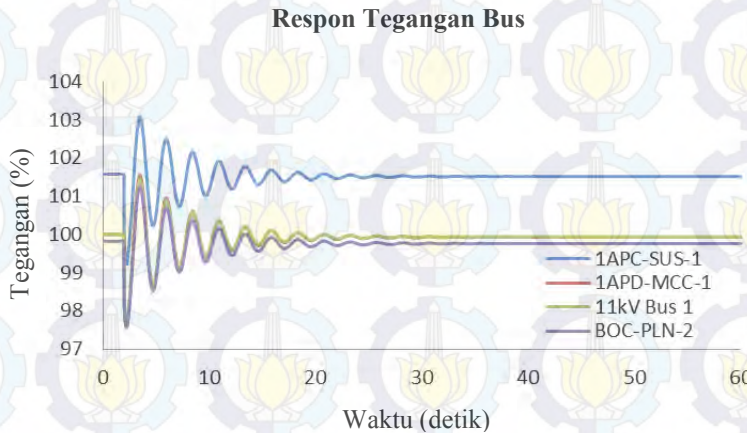
Menunjukkan hasil simulasi kasus generator dengan kapasitas pembangkitan terbesar (CT-4) terlepas dari sistem dengan operasi pembangkitan minimum. Rating generator sebesar 10 MW. Daya maksimal yang dikeluarkan selama pengoperasian adalah 9 MW. Pada kasus ini disimulasikan generator lepas ketika 2 detik dengan lama simulasi 60 detik. Gambar 4.28 menunjukkan respon frekuensi sistem.

Respon Frekuensi Bus



Gambar 4.28 Respon frekuensi bus ketika generator CT-4 lepas dari sistem

Gambar 4.28 menunjukkan bahwa frekuensi bus pada masing masing level tegangan mengalami penurunan dengan nilai terendah mencapai 98,1562% pada detik ke 5,701. Penurunan frekuensi terjadi akibat hilangnya suplai daya listrik dari generator CT-4. Sistem kembali *steady state* pada 99,0682% dari frekuensi normal. Respon frekuensi tidak sesuai dengan standar yang diizinkan untuk beroperasi.



Gambar 4.29 Respon tegangan bus ketika generator CT-4 lepas dari sistem

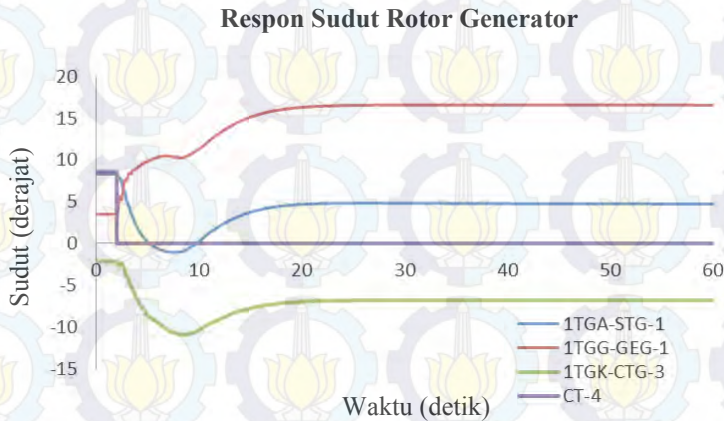
Gambar 4.29 menunjukkan osilasi tegangan di masing – masing level tegangan yang kemudian mencapai kondisi *steady state*. Tegangan turun akibat kurangnya suplai daya listrik menuju beban – beban sistem.

Bus BOC-PLN-2 mengalami penurunan tegangan menjadi 97,5757% pada detik 2,221s, kemudian naik menjadi 101,245% pada detik 3,481s. Berosilasi hingga mencapai *steady state* pada 99,7592%.

Bus 11kV Bus 1 mengalami penurunan tegangan menjadi 97,7567% pada detik 2,221s, kemudian naik menjadi 101,418% pada detik 3,481s. Berosilasi hingga mencapai *steady state* pada 99,9354%.

Bus 1APD-MCC-1 mengalami penurunan tegangan menjadi 97,5475% pada detik 2,221s, kemudian naik menjadi 101,543% pada detik 3,481s. Berosilasi hingga mencapai *steady state* pada 99,9268%.

Bus 1APC-SUS-1 mengalami penurunan tegangan menjadi 99,2342% pada detik 2,221s, kemudian naik menjadi 103,063% pada detik 3,481s. Berosilasi hingga mencapai *steady state* pada 101,514%.



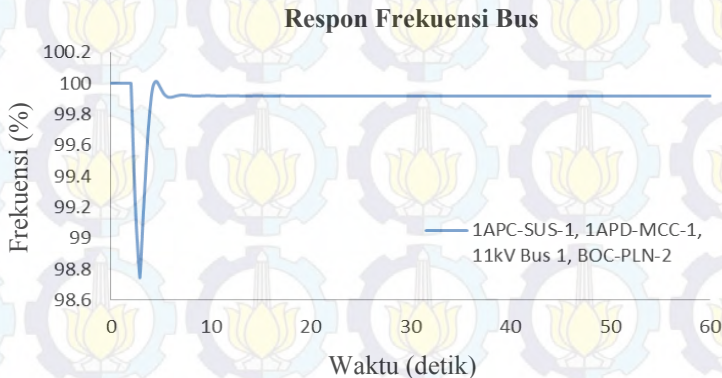
Gambar 4.30 Respon sudut rotor generator ketika generator CT-4 lepas dari sistem

Pada Gambar 4.30 menunjukkan perubahan respon sudut rotor pada masing masing generator. Generator 1TGK-CTG-3 digunakan sebagai referensi. Sebelum terjadi gangguan sudut rotor generator CT-4 sebesar $8,55^\circ$, 1TGA-STG-1 sebesar $8,33^\circ$, dan 1TGG-GEG-1 sebesar $3,51^\circ$. Ketika terjadi gangguan, sudut rotor untuk generator 1TGK-CTG-3 mengalami penurunan dan mencapai *steady state* pada sudut rotor $-6,8^\circ$. Sudut rotor untuk generator 1TGA-STG-1 mengalami penurunan dan mencapai *steady state* pada sudut rotor $4,74^\circ$, sedangkan sudut rotor untuk generator 1TGG-GEG-1 mengalami penurunan dan mencapai *steady state* pada sudut rotor $16,58^\circ$. Pada studi kasus ini terjadi penurunan sudut rotor generator, namun sudut rotor pada masing masing generator masih dianggap aman.

Berdasarkan data di atas dapat disimpulkan bahwa respon tegangan dan sudut rotor masih dalam batas aman, namun respon frekuensi sistem belum memenuhi standar sehingga perlu dilakukan mekanisme *load shedding* untuk memperbaiki respon sistem.

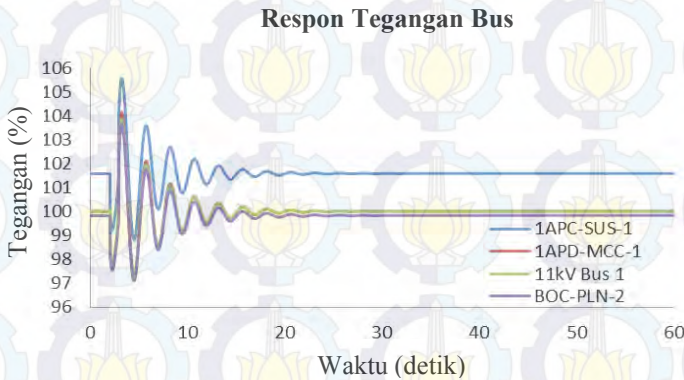
4.9.1.1 Studi Kasus Generator CT-4 Lepas dengan Mekanisme *Load Shedding*

Dibutuhkan mekanisme *load shedding* untuk mengembalikan kestabilan frekuensi dan tegangan akibat generator dengan kapasitas pembangkitan terbesar (CT-4) terlepas dari sistem. Mekanisme *load shedding* berdasarkan standar ANSI/IEEE C37.106-1987. *Load shedding* tahap 1 dilakukan pada frekuensi 98,8359% sebesar 7,199 MW, 10 % dari beban total. Waktu untuk mekanisme *load shedding* tahap 1 yakni penjumlahan waktu saat mencapai frekuensi 98,83% dengan waktu *delay* rele, selama $2,761s + 0,12s = 2,881s$.



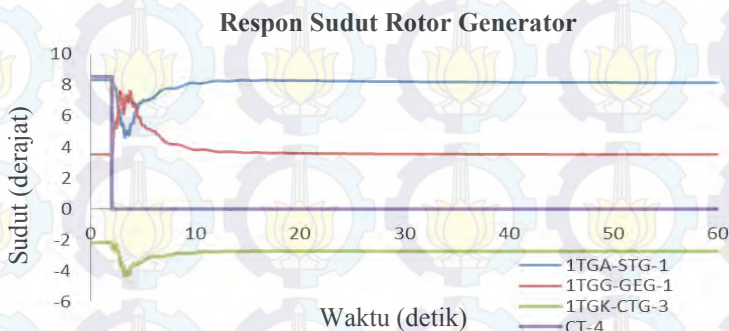
Gambar 4.31 Respon frekuensi bus ketika generator CT-4 lepas dari sistem dilanjutkan dengan mekanisme *load shedding* tahap 1

Gambar 4.31 menunjukkan bahwa setelah mekanisme *load shedding* tahap 1, frekuensi bus pada masing masing level tegangan kembali meningkat dan mencapai kondisi *steady state* pada 99,918%.



Gambar 4.32 Respon tegangan bus ketika generator CT-4 lepas dari sistem dilanjutkan dengan mekanisme *load shedding* tahap 1

Gambar 4.32 menunjukkan bahwa setelah mekanisme *load shedding* tahap 1, tegangan mengalami osilasi dengan penurunan tegangan terendah pada bus BOC-PLN-2 sebesar 97,1805% di 4,462 detik. Kenaikan tegangan tertinggi pada bus 1APC-SUS-1 sebesar 105,571% di 3,182 detik. Tegangan Bus 1APC-SUS-1 mencapai *steady state* pada 101,586%, bus 1APD-MCC-1 pada 100,003%, 11kV Bus 1 pada 100,005%, dan bus BOC-PLN-2 pada 99,8294%.



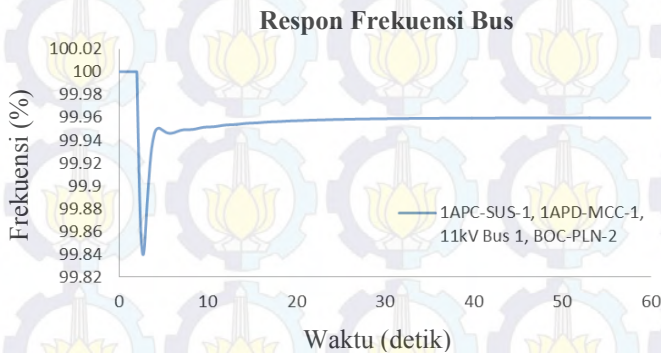
Gambar 4.33 Respon sudut rotor generator ketika generator CT-4 lepas dari sistem dilanjutkan dengan mekanisme *load shedding* tahap 1

Gambar 4.33 menunjukkan perubahan respon sudut rotor pada masing masing generator setelah mekanisme *load shedding* tahap 1. Generator 1TGA-STG-1 stabil pada sudut rotor $8,15^\circ$, generator 1TGG-GEG-1 stabil pada sudut rotor $3,52^\circ$, dan generator 1TGK-CTG-3 stabil pada sudut rotor $-2,74^\circ$. Sudut rotor pada masing masing generator masih dalam batas aman.

Berdasarkan data setelah mekanisme *load shedding* di atas dapat disimpulkan bahwa respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor kembali stabil sesuai dengan standar. Frekuensi mencapai *steady state* pada 99.918% atau 49.959 Hz. Respon tegangan dalam batas aman sesuai standar PLN, antara -10% sampai +5%. Respon sudut rotor kembali mencapai kestabilan.

4.9.2 Studi Kasus Generator 1TGG-GEG-1 Lepas

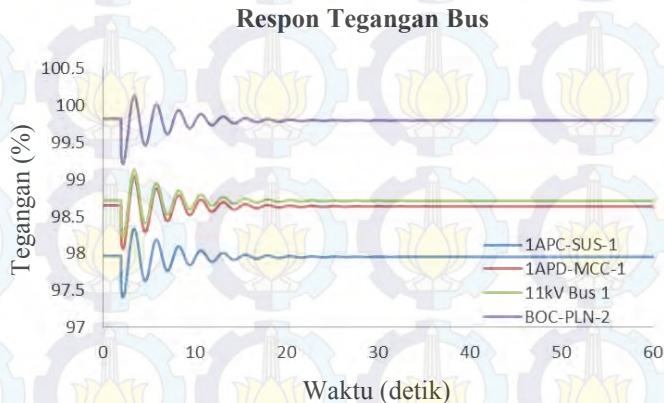
Menunjukkan hasil simulasi kasus generator dengan kapasitas pembangkitan terkecil (1TGG-GEG-1) terlepas dari sistem dengan operasi pembangkitan minimum. Rating generator sebesar 3 MW. Daya maksimal yang dikeluarkan selama pengoperasian adalah 2 MW. Pada kasus ini disimulasikan generator lepas ketika 2 detik dengan lama simulasi 60 detik. Gambar 4.34 menunjukkan respon frekuensi sistem.



Gambar 4.34 Respon frekuensi bus ketika generator 1TGG-GEG-1 lepas dari sistem

Gambar 4.34 menunjukkan bahwa frekuensi bus pada masing masing level tegangan mengalami penurunan dengan nilai terendah mencapai 99,8395% pada detik ke 2,701s. Penurunan frekuensi terjadi

akibat hilangnya suplai daya listrik dari generator 1TGG-GEG-1. Sistem kembali *steady state* pada 99.9596% dari frekuensi normal. Respon frekuensi sesuai dengan standar yang diizinkan untuk beroperasi.



Gambar 4.35 Respon tegangan bus ketika generator 1TGG-GEG-1 lepas dari sistem

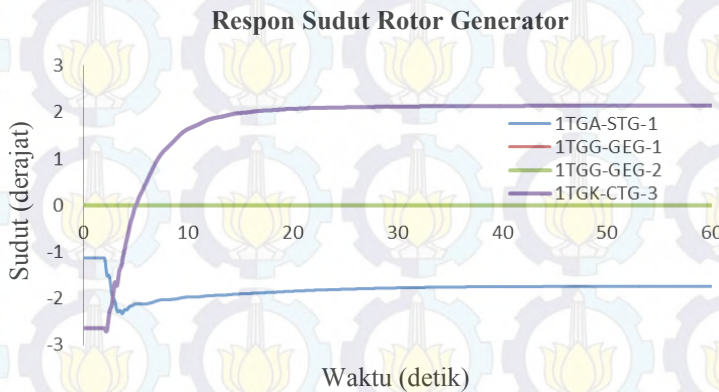
Gambar 4.35 menunjukkan osilasi tegangan di masing – masing level tegangan yang kemudian mencapai kondisi *steady state*. Tegangan turun akibat kurangnya suplai daya listrik menuju beban – beban sistem.

Bus BOC-PLN-2 mengalami penurunan tegangan menjadi 99,214% pada detik 2,201s, kemudian naik menjadi 100,132% pada detik 3,421s. Berosilasi hingga mencapai *steady state* pada 99,8003%.

Bus 11kV Bus 1 mengalami penurunan tegangan menjadi 98,2256% pada detik 2,201s, kemudian naik menjadi 99,1284% pada detik 3,421s. Berosilasi hingga mencapai *steady state* pada 98,7115%.

Bus 1APD-MCC-1 mengalami penurunan tegangan menjadi 98,0632% pada detik 2,201s, kemudian naik menjadi 99,036% pada detik 3,421s. Berosilasi hingga mencapai *steady state* pada 98,6363%.

Bus 1APC-SUS-1 mengalami penurunan tegangan menjadi 97,409% pada detik 2,201s, kemudian naik menjadi 98,332% pada detik 3,421s. Berosilasi hingga mencapai *steady state* pada 97,9522%.



Gambar 4.36 Respon sudut rotor generator ketika generator 1TGG-GEG-1 lepas dari sistem

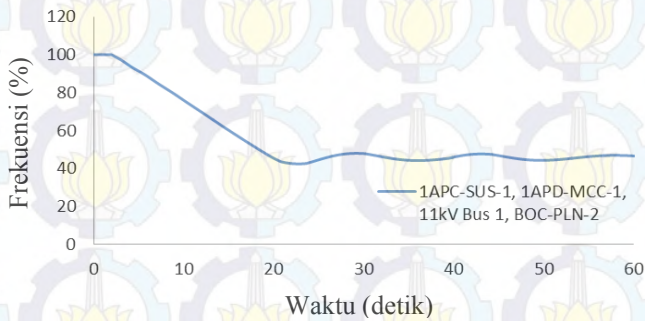
Pada Gambar 4.36 menunjukkan perubahan respon sudut rotor pada masing masing generator. Generator CT-4 digunakan sebagai referensi. Sebelum terjadi gangguan sudut rotor generator 1TGA-STG-1 sebesar $-1,13^{\circ}$, 1TGK-CTG-3 sebesar $-2,64^{\circ}$, 1TGG-GEG-1 dan 1TGG-GEG-2 stabil pada 0° baik sebelum hingga sesudah gangguan. Ketika terjadi gangguan, sudut rotor untuk generator 1TGK-CTG-3 mengalami penurunan dan mencapai *steady state* pada sudut rotor $-6,8^{\circ}$. Sudut rotor untuk generator 1TGK-CTG-1 mengalami kenaikan dan mencapai *steady state* pada sudut rotor $2,14^{\circ}$, sedangkan sudut rotor untuk generator 1TGA-STG-1 mengalami penurunan dan mencapai *steady state* pada sudut rotor $-1,74^{\circ}$. Sudut rotor pada masing masing generator masih dianggap aman.

Berdasarkan data di atas dapat disimpulkan bahwa respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor masih dalam batas aman.

4.9.3 Studi Kasus PLN Lepas

Menunjukkan hasil simulasi kasus utilitas PLN lepas dengan operasi pembangkitan maksimum. Pada kasus ini disimulasikan PLN lepas ketika 2 detik dengan lama simulasi 60 detik. Gambar 4.37 menunjukkan respon frekuensi sistem.

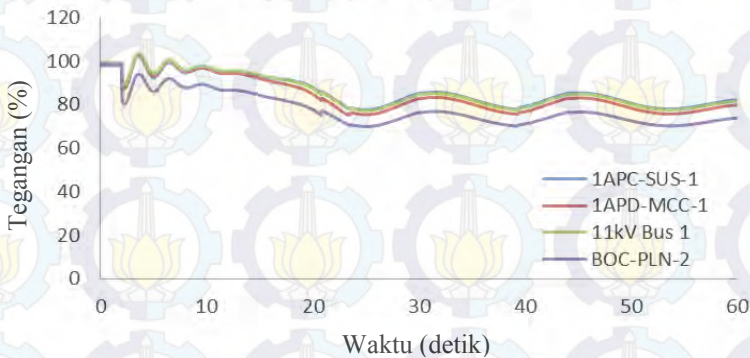
Respon Frekuensi Bus



Gambar 4.37 Respon frekuensi bus ketika PLN lepas dari sistem

Gambar 4.37 menunjukkan bahwa frekuensi bus pada masing masing level tegangan mengalami penurunan dengan nilai terendah mencapai 42,4375% pada detik ke 22,801s. Penurunan frekuensi terjadi akibat hilangnya suplai daya listrik dari PLN. Hingga detik ke 60, frekuensi terus berosilasi tanpa mencapai *steady state*. Respon frekuensi tidak sesuai dengan standar yang diizinkan untuk beroperasi.

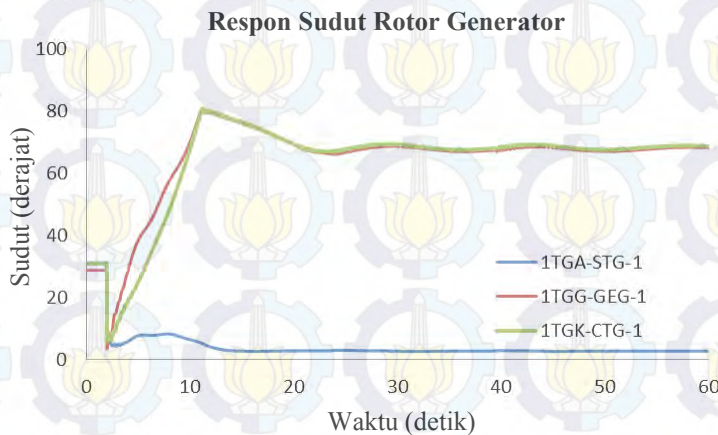
Respon Tegangan Bus



Gambar 4.38 Respon tegangan bus ketika PLN lepas dari sistem

Gambar 4.38 menunjukkan osilasi dan penurunan tegangan di masing – masing level tegangan. Tegangan turun akibat hilangnya suplai daya listrik dari PLN menuju beban – beban sistem.

Bus BOC-PLN-2 mengalami osilasi dan penurunan tegangan. Penurunan terendah selama simulasi hingga 60 detik adalah sebesar 69,8563% pada 24,981s, bus 11kV Bus 1 sebesar 77,2217% pada 25,021s, bus 1APD-MCC-1 sebesar 75,1206% pada 23,461s, dan bus 1APC-SUS-1 sebesar 77,5534% pada 24,981s. Hingga detik ke 60, tegangan terus berosilasi tanpa mencapai *steady state*. Respon tegangan tidak sesuai dengan standar yang diizinkan untuk beroperasi.



Gambar 4.39 Respon sudut rotor generator ketika PLN lepas

Pada Gambar 4.39 menunjukkan perubahan respon sudut rotor pada masing masing generator. Sebelum terjadi gangguan sudut rotor generator 1TGK-CTG-1 sebesar 30,98°, 1TGA-STG-1 sebesar 31,2°, dan 1TGG-GEG-1 sebesar 28,79°. Ketika terjadi gangguan terjadi beragam respon dari sudut rotor generator.

Sudut rotor untuk generator 1TGK-CTG-1 mengalami penurunan terendah seketika setelah gangguan sebesar 5,73° kemudian naik dan mencapai puncak pada 11,241s sebesar 80,89°. Generator 1TGK-CTG-1 *steady state* pada 68,72°.

Sudut rotor untuk generator 1TGA-STG-1 mengalami penurunan tegangan dengan nilai terendah sebesar 2,67° pada 30,321s. Generator 1TGA-STG-1 *steady state* pada 2,82°.

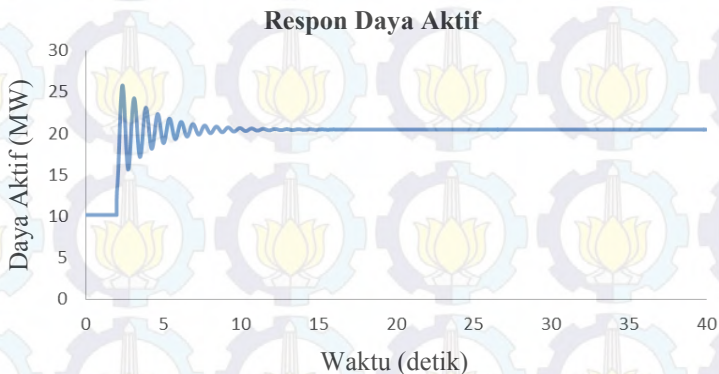
Sudut rotor untuk generator 1TGG-GEG-1 mengalami penurunan terendah seketika setelah gangguan sebesar $3,54^\circ$ kemudian naik dan mencapai puncak pada 11,141s sebesar $80,71^\circ$. Generator 1TGG-CTG-1 *steady state* pada $68,22^\circ$. Sudut rotor pada masing masing generator masih dianggap aman.

Berdasarkan data di atas dapat disimpulkan bahwa respon sudut rotor masih dalam batas aman, namun respon frekuensi dan tegangan sistem belum memenuhi standar. Untuk memperbaiki respon sistem maka dipasang rele *underfrequency* (81u) dan *undervoltage* (27u) pada bus BOC-PLN-2. Ada pula rele *reverse power* (32P dan 32Q) yang dipasang pada 11kV Bus 3.

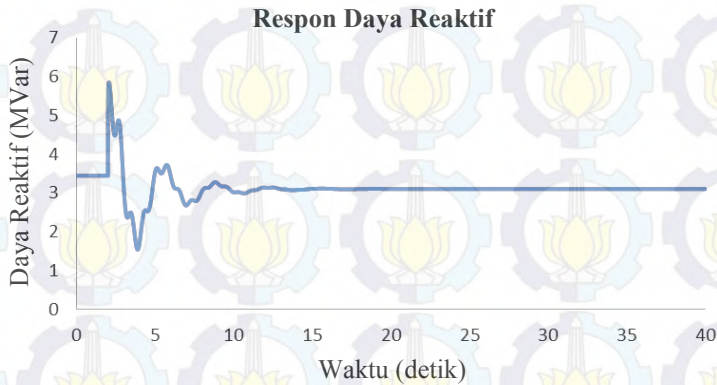
4.9.3.1 Studi Kasus PLN Lepas dengan Kerja Rele Reverse Power (32P dan 32Q)

Saat sumber PLN lepas, maka generator akan menyuplai daya listrik menuju beban yang seharusnya disuplai oleh PLN. Oleh karena itu dibutuhkan setting rele *reverse power* (32P dan 32Q) yang akan bekerja apabila sejumlah daya mengalir dari bus 11kV Bus 3 menuju bus BOC-PLN-2 sesuai dengan setelan yang ditetapkan. Pada studi kasus ini, rele tidak boleh bekerja saat gangguan beban UPS terjadi dan akan bekerja saat gangguan PLN lepas.

Berikut adalah analisis kestabilan transien untuk daya yang mengalir dari bus 11kV Bus 3 menuju bus BOC-PLN-2 saat gangguan beban UPS terjadi.

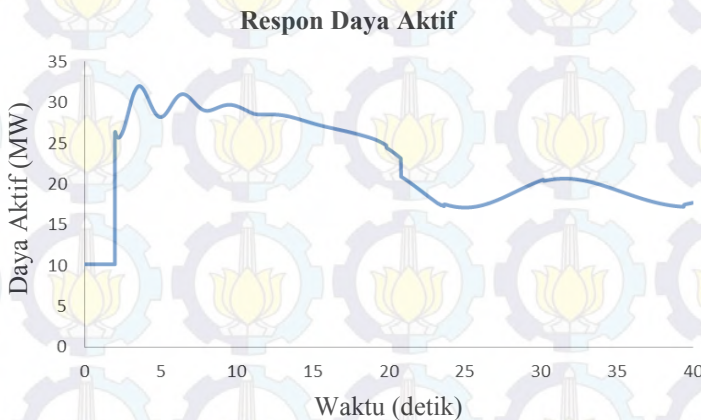


Gambar 4.40 Respon daya aktif yang mengalir dari generator menuju PLN ketika beban UPS lepas dari sistem

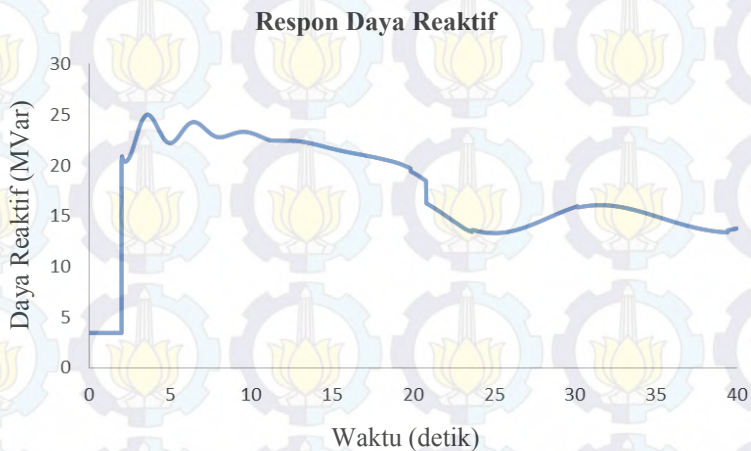


Gambar 4.41 Respon daya reaktif yang mengalir dari generator menuju PLN ketika beban UPS lepas dari sistem

Gambar 4.40 dan Gambar 4.41 menunjukkan bahwa saat studi kasus beban UPS lepas, maka daya aktif maksimal yang mengalir menuju PLN sebesar 25,7926 MW pada detik ke 2,361, sedangkan daya reaktif maksimal yang mengalir sebesar 5,85153 MVar pada detik ke 2,061. Setelan rele *reverse power* untuk 32P harus di atas 25,7926 MW dan 5,85153 MVar agar saat beban UPS lepas, sistem tetap berjalan normal.



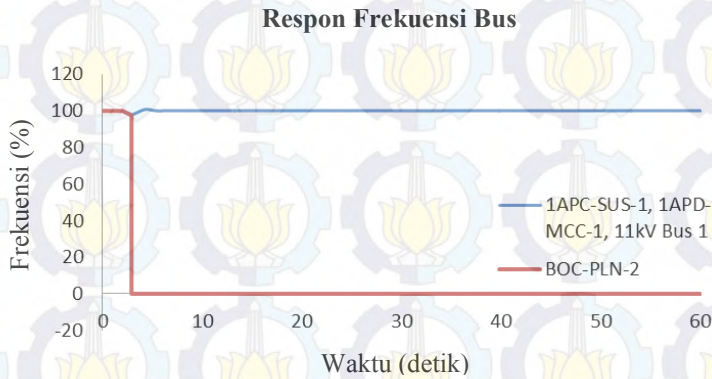
Gambar 4.42 Respon daya aktif yang mengalir dari generator menuju PLN ketika sumber PLN lepas dari sistem



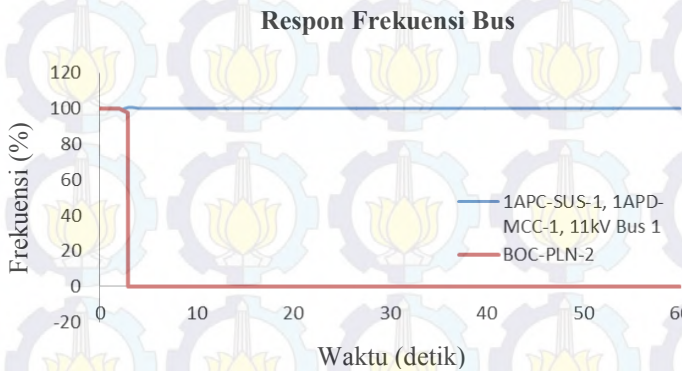
Gambar 4.43 Respon daya reaktif yang mengalir dari generator menuju PLN ketika sumber PLN lepas dari sistem

Gambar 4.42 dan Gambar 4.43 menunjukkan bahwa saat studi kasus sumber PLN lepas, maka daya aktif maksimal yang mengalir menuju PLN sebesar 32,0399 MW pada detik ke 3,601, sedangkan daya reaktif maksimal yang mengalir sebesar 25,0184 MVar pada detik ke 3,601. Setelan rele *reverse power* untuk 32P harus di bawah 25,7926 MW dan 5,85153 MVar agar kestabilan sistem tetap terjaga.

Dari kedua hasil studi kasus, maka setting untuk rele 32P adalah sebesar 28MW dan 32Q sebesar 8MVar. Berikut merupakan respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor generator saat rele *reverse power* 32P dan 32Q bekerja.

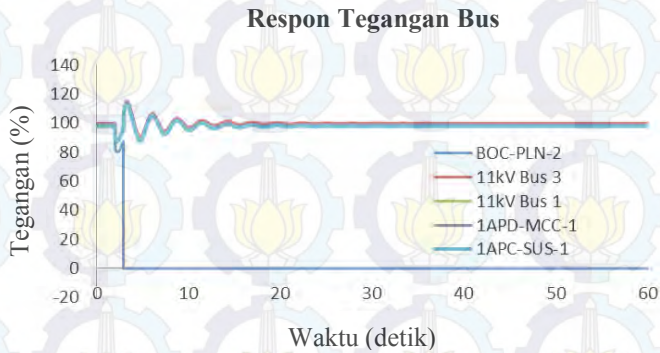


Gambar 4.44 Respon frekuensi bus ketika rele 32P bekerja

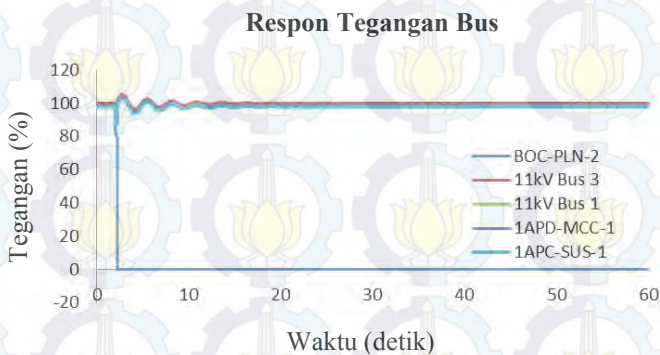


Gambar 4.45 Respon frekuensi bus ketika rele 32Q bekerja

Gambar 4.44 dan Gambar 4.45 menunjukkan bahwa frekuensi bus BOC-PLN-2 seketika menjadi nol saat rele bekerja. Untuk bus yang lain pada masing masing level tegangan mengalami kenaikan. Saat kerja rele 32P frekuensi kembali stabil pada 100,037%. Saat kerja rele 32Q frekuensi kembali stabil pada 100,037%. Respon frekuensi sesuai dengan standar yang diizinkan untuk beroperasi.



Gambar 4.46 Respon tegangan bus ketika rele 32P bekerja



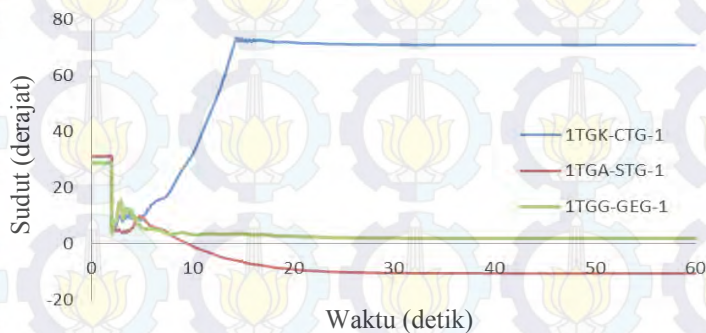
Gambar 4.47 Respon tegangan bus ketika rele 32Q bekerja

Gambar 4.46 dan Gambar 4.47 menunjukkan bahwa tegangan bus BOC-PLN-2 mengalami penurunan dan menjadi nol saat rele bekerja. Untuk bus yang lain pada masing masing level tegangan mengalami osilasi kemudian kembali stabil.

Saat kerja rele 32P tegangan bus 11kV Bus 3 kembali stabil pada 100,023%, bus 11kV Bus 1 kembali stabil pada 98,7565%, bus 1APD-MCC-1 kembali stabil pada 98,9839%, dan bus 1APC-SUS-1 kembali stabil pada 97,8218%.

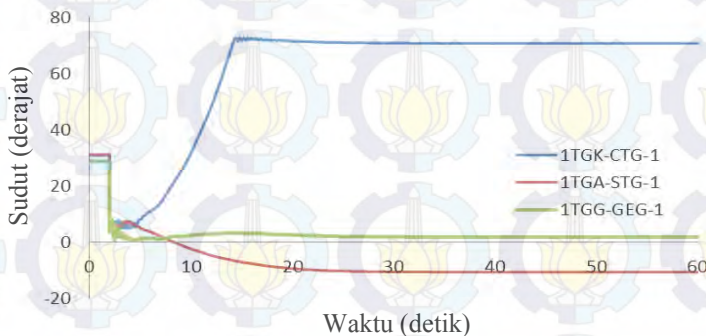
Saat kerja rele 32Q tegangan bus 11kV Bus 3 kembali stabil pada 100,024%, bus 11kV Bus 1 kembali stabil pada 98,684%, bus 1APD-MCC-1 kembali stabil pada 98,684%, dan bus 1APC-SUS-1 kembali stabil pada 97,8218%. Respon tegangan sesuai dengan standar yang diizinkan untuk beroperasi.

Respon Sudut Rotor Generator



Gambar 4.48 Respon sudut rotor generator ketika rele 32P bekerja

Respon Sudut Rotor Generator



Gambar 4.49 Respon sudut rotor generator ketika rele 32Q bekerja

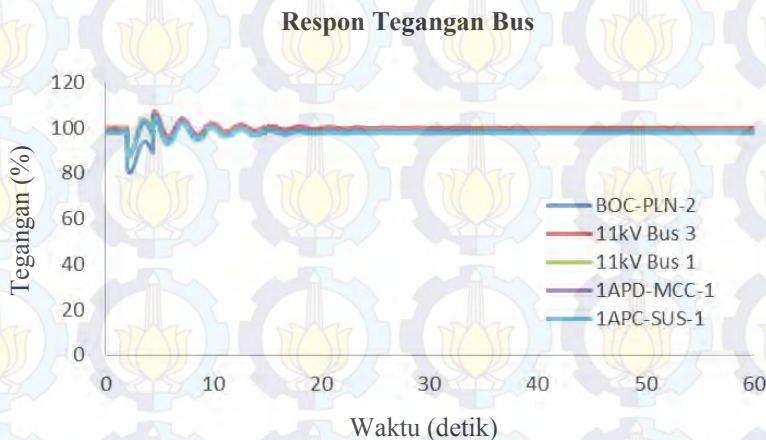
Gambar 4.48 menunjukkan ketika rele 32P bekerja, ketiga sudut rotor generator kembali stabil. Generator 1TGK-CTG-1 stabil pada sudut rotor $70,76^\circ$, generator 1TGA-STG-1 stabil pada sudut rotor $-10,53^\circ$, dan generator 1TGG-GEG-1 stabil pada sudut rotor $1,91^\circ$. Sudut rotor pada masing masing generator masih dianggap aman.

Gambar 4.49 menunjukkan ketika rele 32Q bekerja, ketiga sudut rotor generator kembali stabil. Generator 1TGK-CTG-1 stabil pada sudut rotor $70,76^\circ$, generator 1TGA-STG-1 stabil pada sudut rotor $-10,54^\circ$, dan generator 1TGG-GEG-1 stabil pada sudut rotor $1,91^\circ$. Sudut rotor pada masing masing generator masih dianggap aman.

Berdasarkan data di atas dapat disimpulkan bahwa respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor masih dalam batas aman.

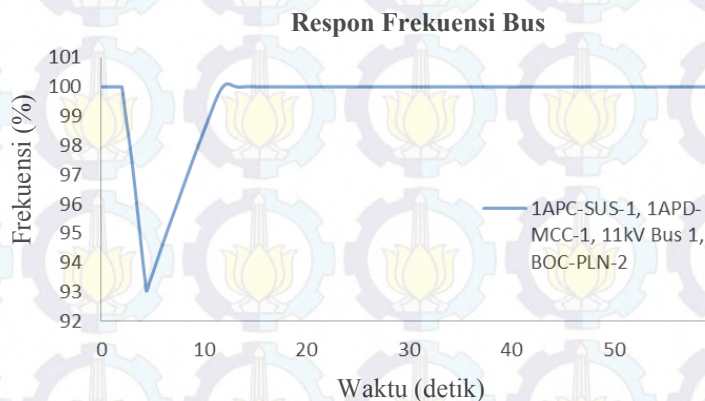
4.9.3.2 Studi Kasus PLN Lepas dengan Kerja Rele Undervoltage (27u)

Setelan rele 27u sesuai dengan standar IEEE 1195 – 1995 tentang *Voltage Magnitude Event*, yakni 90% - 110% untuk normal operating voltage. Rele akan bekerja jika tegangan bus BOC-PLN-2 bernilai di bawah 90% dari tegangan nominal. Berikut merupakan respon tegangan, frekuensi, dan sudut rotor saat rele *undervoltage* bekerja.



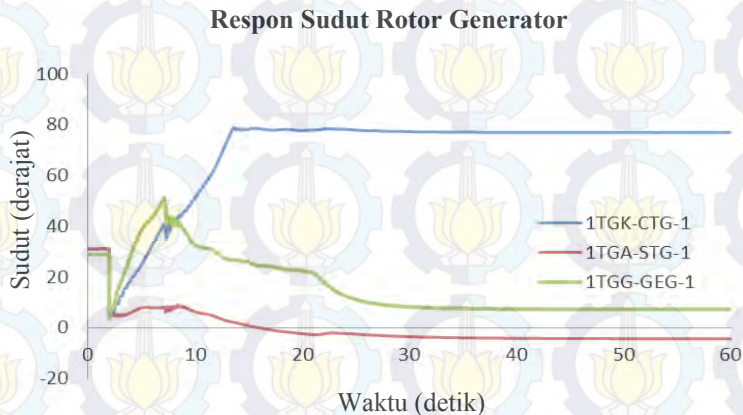
Gambar 4.50 Respon tegangan bus ketika rele 27u bekerja

Gambar 4.50 menunjukkan osilasi tegangan di masing – masing level tegangan saat rele *undervoltage* bekerja. Rele bekerja pada detik ke 4,261 saat tegangan di bawah 90%. Bus BOC-PLN-2 kembali stabil pada tegangan 97,7397%, bus 11kV Bus 3 kembali stabil pada tegangan 99,9023%, bus 11kV Bus 1 kembali stabil pada tegangan 98,7446%, bus 1APD-MCC-1 kembali stabil pada tegangan 98,6172%, dan bus 1APC-SUS-1 kembali stabil pada tegangan 97,7756%.



Gambar 4.51 Respon frekuensi bus ketika rele 27u bekerja

Gambar 4.51 menunjukkan bahwa frekuensi bus pada masing masing level tegangan setelah rele *undervoltage* bekerja. Frekuensi mengalami kenaikan dan stabil pada 99,9998%. Respon frekuensi sesuai dengan standar yang diizinkan untuk beroperasi.



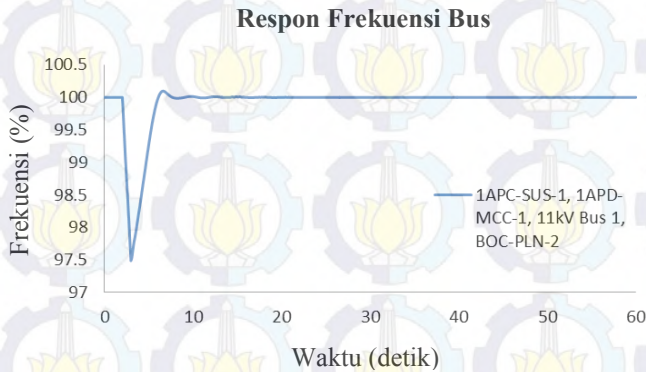
Gambar 4.52 Respon sudut rotor generator ketika rele 27u bekerja

Gambar 4.52 menunjukkan ketika rele *undervoltage* (27u) bekerja, ketiga sudut rotor generator kembali stabil. Generator 1TGK-CTG-1 stabil pada sudut rotor $76,9^\circ$, generator 1TGA-STG-1 stabil pada sudut rotor $-4,43^\circ$, dan generator 1TGG-GEG-1 stabil pada sudut rotor $7,24^\circ$. Sudut rotor pada masing masing generator masih dianggap aman.

Berdasarkan data di atas dapat disimpulkan bahwa respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor masih dalam batas aman.

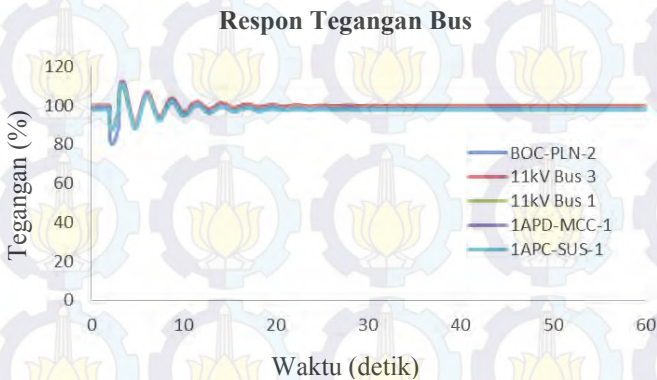
4.9.3.3 Studi Kasus PLN Lepas dengan Kerja Rele Underfrequency (81u)

Setelan rele 81u sesuai dengan standar ANSI/IEEE C37.106-2003. Selama gangguan frekuensi tidak boleh lebih rendah dari 48,7 Hz selama 20 detik. Setelan rele *underfrequency* (81u) sebesar 48,9 Hz (97,8%). Rele akan bekerja jika tegangan bus BOC-PLN-2 bernilai di bawah 97,8% dari frekuensi nominal dan terjadi pada detik ke 2,841. Berikut merupakan respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor saat rele *underfrequency* (81u) bekerja.



Gambar 4.53 Respon frekuensi bus ketika rele 81u bekerja

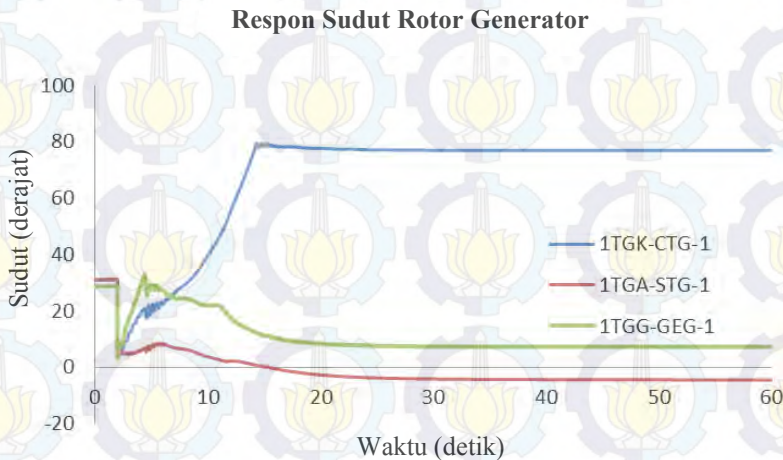
Gambar 4.53 menunjukkan frekuensi bus pada masing masing level tegangan setelah rele *underfrequency* bekerja. Frekuensi mengalami kenaikan dan stabil pada 99,9999%. Respon frekuensi sesuai dengan standar yang diizinkan untuk beroperasi.



Gambar 4.54 Respon tegangan bus ketika rele 81u bekerja

Gambar 4.54 menunjukkan osilasi tegangan di masing – masing level tegangan saat rele *underfrequency* bekerja. Rele bekerja pada detik ke 2,841 saat frekuensi di bawah 97,8%. Bus BOC-PLN-2 kembali stabil pada tegangan 97,7403%, bus 11kV Bus 3 kembali stabil pada

tegangan 99,9028%, bus 11kV Bus 1 kembali stabil pada tegangan 98,7451%, bus 1APD-MCC-1 kembali stabil pada tegangan 98,6178%, dan bus 1APC-SUS-1 kembali stabil pada tegangan 97,7762%.



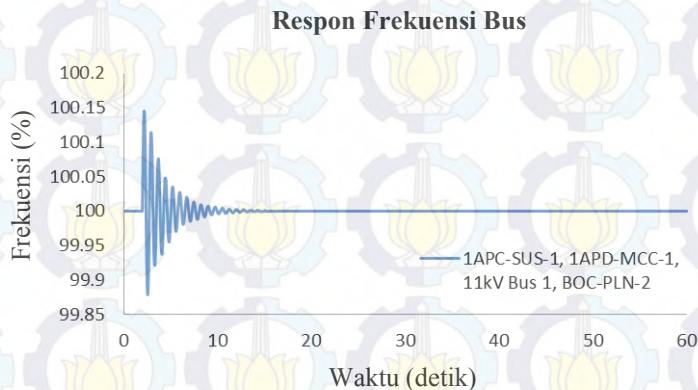
Gambar 4.55 Respon sudut rotor generator ketika rele 81u bekerja

Gambar 4.55 menunjukkan ketika rele *underfrequency* (81u) bekerja, ketiga sudut rotor generator kembali stabil. Generator 1TGK-CTG-1 stabil pada sudut rotor 76,9°, generator 1TGA-STG-1 stabil pada sudut rotor -4,48°, dan generator 1TGG-GEG-1 stabil pada sudut rotor 7,23°. Sudut rotor pada masing masing generator masih dianggap aman.

Berdasarkan data di atas dapat disimpulkan bahwa respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor masih dalam batas aman.

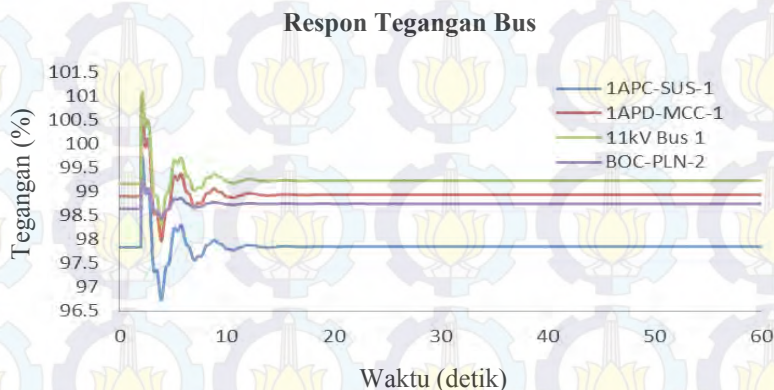
4.9.4 Studi Kasus Beban UPS Lepas

Menunjukkan hasil simulasi kasus beban UPS 4, 6, dan 7 lepas pada sisi Smelting dengan operasi pembangkitan maksimum. Kasus terjadi saat detik kedua dengan lama simulasi 60 detik. Gambar 4.56 menunjukkan respon frekuensi sistem.



Gambar 4.56 Respon frekuensi bus ketika beban UPS lepas dari sistem

Gambar 4.56 menunjukkan bahwa frekuensi bus pada masing masing level tegangan mengalami osilasi saat awal mula gangguan terjadi. Frekuensi tertinggi sebesar 100,145% pada 2,181 detik dan frekuensi terendah sebesar 99,8786% pada 2,561 detik. Osilasi frekuensi semakin teredam dan sistem kembali *steady state* pada 100% dari frekuensi normal. Respon frekuensi sesuai dengan standar yang diizinkan untuk beroperasi.



Gambar 4.57 Respon tegangan bus ketika beban UPS lepas dari sistem

Gambar 4.57 menunjukkan osilasi tegangan di masing – masing level tegangan yang kemudian mencapai kondisi *steady state*.

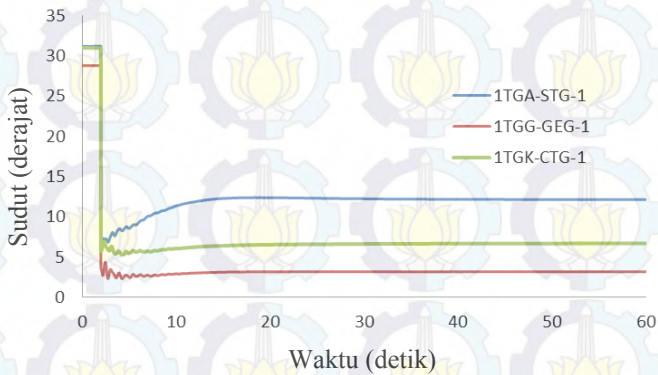
Bus BOC-PLN-2 mengalami kenaikan tegangan saat awal terjadi gangguan menjadi 99,2185% pada detik 2,121s, penurunan tegangan terendah sebesar 98,437% pada detik 3,881s. Osilasi tegangan mengecil hingga mencapai *steady state* pada 98,7421%.

Bus 11kV Bus 1 mengalami kenaikan tegangan saat awal terjadi gangguan menjadi 101,075% pada detik 2,081s, penurunan tegangan terendah sebesar 98,3144% pada detik 3,881s. Osilasi tegangan mengecil hingga mencapai *steady state* pada 99,2252%.

Bus 1APD-MCC-1 mengalami kenaikan tegangan saat awal terjadi gangguan menjadi 100,674% pada detik 2,081s, penurunan tegangan terendah sebesar 97,9734% pada detik 3,881s. Osilasi tegangan mengecil hingga mencapai *steady state* pada 98,9292%.

Bus 1APC-SUS-1 mengalami kenaikan tegangan saat awal terjadi gangguan menjadi 99,7555% pada detik 2,081s, penurunan tegangan terendah sebesar 96,7277% pada detik 3,881s. Osilasi tegangan mengecil hingga mencapai *steady state* pada 97,8448%.

Respon Sudut Rotor Generator



Gambar 4.58 Respon sudut rotor generator ketika beban UPS lepas dari sistem

Pada Gambar 4.58 menunjukkan perubahan respon sudut rotor pada masing masing generator. Sebelum terjadi gangguan sudut rotor generator 1TGA-STG-1 sebesar 31,2°, 1TGG-GEG-1 sebesar 28,79°,

1TGK-CTG-1 sebesar $30,98^\circ$. Ketika terjadi gangguan, sudut rotor untuk ketiga generator mengalami penurunan seketika saat awal terjadi gangguan. Penurunan terendah sudut rotor pada generator 1TGA-STG-1 sebesar $5,95^\circ$ pada 2,001 detik, generator 1TGG-GEG-1 sebesar $2,32^\circ$ pada 4,261 detik, dan generator 1TGK-CTG-1 sebesar $5,33^\circ$ pada 4,321 detik. Generator 1TGA-STG-1 mencapai *steady state* pada sudut rotor $12,15^\circ$, generator 1TGG-GEG-1 pada sudut rotor $3,21^\circ$, dan generator 1TGK-CTG-1 pada sudut rotor $6,71^\circ$. Sudut rotor pada masing masing generator masih dianggap aman.

Berdasarkan data di atas dapat disimpulkan bahwa respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor masih dalam batas aman.

4.10 Rekapitulasi Data

4.10.1 Rekapitulasi Beban *Load Shedding*

Tabel 4.6 Rekapitulasi beban *load shedding* kasus TS-CT-4-Off

<i>Load Shedding</i>	Beban (%)	Beban Keseluruhan (MW)	Beban yang Dilepas (MW)
<i>Load Shedding 1</i>	10	71,18	7,199

4.10.2 Rekapitulasi Kondisi Frekuensi dan Tegangan Generator *Outage*

Tabel 4.7 Rekapitulasi frekuensi dan tegangan generator *outage*

Kasus	ID Bus	f min/max (%)	f <i>steady state</i> (%)	V min/max (%)	V <i>steady state</i> (%)	Kondisi	
						f	V
TS-CT-4-Off	BOC-PLN2	98,1562	99,0682	97,5757	99,7592	X	√
	11kV Bus 1			97,7567	99,9354		√
	1APD-MCC-1			97,5475	99,9268		√
	1APC-SUS-1			99,2342	101,514		√
TS-CT-4-Off + LS1	BOC-PLN2	98,1562	99,918	97,1805	99,8294	√	√
	11kV Bus 1			97,3624	100,005		√
	1APD-MCC-1			97,1162	100,003		√
	1APC-SUS-1			98,8222	101,586		√

Tabel 4.7 Rekapitulasi frekuensi dan tegangan generator *outage* (lanjutan)

Kasus	ID Bus	f min/max (%)	f steady state (%)	V min/max (%)	V steady state (%)	Kondisi	
						f	V
TS- GEG 1-Off	BOC-PLN2	99,8395	99,9596	99,214	99,8003	√	√
	11kV Bus 1			98,2256	98,7115		√
	1APD- MCC-1			98,0632	98,6363		√
	1APC- SUS-1			97,409	97,9522		√
TS- PLN- Off	BOC-PLN2	42,4375	Tidak Sabil	69,8563	X	X	X
	11kV Bus 1			77,2217	X		X
	1APD- MCC-1			75,1206	X		X
	1APC- SUS-1			77,5534	X		X
TS- PLN- Off + 32P	11kV Bus 3	97,6541	100,037	114,796	100,023	√	√
	11kV Bus 1			113,244	98,7565		√
	1APD- MCC-1			114,246	98,9839		√
	1APC- SUS-1			112,584	97,8218		√
TS- PLN- Off + 32Q	11kV Bus 3	99,4055	100,037	105,26	100,024	√	√
	11kV Bus 1			104,28	98,684		√
	1APD- MCC-1			104,28	98,684		√
	1APC- SUS-1			102,947	97,8218		√
TS- PLN- Off + 27u	BOC-PLN2	100,101	99,9999	105,158	97,7397	√	√
	11kV Bus 1			105,581	98,7446		√
	11kV Bus 3			107,187	99,9023		√
	1APD- MCC-1			106,145	98,6172		√
	1APC- SUS-1			104,273	97,7756		√
TS- PLN- Off + 81u	BOC-PLN2	100,096	99,9999	110,496	97,7403	√	√
	11kV Bus 1			112,442	98,7451		√
	11kV Bus 3			111,398	99,9028		√
	1APD- MCC-1			112,026	98,6178		√
	1APC- SUS-1			110,689	97,7762		√

Keterangan :

√ = Aman

X = Tidak aman

4.10.3 Rekapitulasi Kondisi Frekuensi dan Tegangan Beban Lepas

Tabel 4.8 Rekapitulasi Frekuensi dan Tegangan Beban Lepas

Kasus	ID Bus	f min/max (%)	f steady state (%)	V min (%)	V steady state (%)	Kondisi	
						f	V
TS- UPS- Off	BOC- PLN-2	100,145	100	98,437	98,7421	√	√
	11kV Bus 1			98,3144	99,2252		√
	1APD- MCC-1			97,9734	98,9292		√
	1APC- SUS-1			96,7277	97,8448		√



Daftar Pustaka

- [1] Anderson, P.M, "*Power System Protection*", John Wiley & Sons, Inc., Canada, Ch. 3, 1998.
- [2] Wahyudi, "*Diktat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik*", Jurusan Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [3] Gurevich, Vladimir, "*Electric Relays, Principle and application*", CRC Press, USA, Ch. 10, 2006.
- [4] Prévê, Christophe, "*Protection for Electrical Network*", ISTE Ltd., London, Ch. 7, 9, 2006.
- [5] Lazar, Irwin. "*Electrical Systems Analysis and Design for Industrial Plants*", McGraw-Hill, Inc, 1980.
- [6] Saadat, H., "*Power System Analysis*", McGraw-Hill, Inc, 1999.
- [7] IEEE Std C37.112-1996, "*IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays*", The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, 1996.
- [8] Kundur, Prabha, "*Power System Stability and Control*", McGraw-Hill Companies Inc, 1994.
- [9] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, "*Definition and Classification of Power System Stability*", IEEE Transactions on Power System , Vol. 19, No. 2, May 2004.
- [10] IEEE, "*Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*", 1995. IEEE Std 1159-1995.
- [11] Hafidz, Isa, "*Analisis Kestabilan Transien dan Mekanisme Pelepasan Beban di Project Pakistan Deep Water Container Port*", 2014.
- [12] IEEE, "*Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants*", 1987. IEEE Std C37.106-2003 (Revision of ANSI/IEEE C37.106-1987).
- [13] Sleva, Anthony F., "*Protective Relay Principles*", CRC Press, USA, 2010.
- [14] GE Consumer & Industrial, "*735/737 Feeder Protection Relay Instruction Manual*", 2008.
- [15] Jenkins, Nicholas, "*Embedded Generation*", IET, 2000.



BAB 5 PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil studi analisis koordinasi rele pengaman dan kestabilan transien sistem kelistrikan pada PT. Linde Indonesia Gresik yang telah dilakukan, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Pada *setting* rele *existing*, terdapat beberapa setelan *pick up* dan *grading time* rele yang belum tepat dan belum terkoordinasi dengan baik sehingga terjadi beberapa kesalahan koordinasi seperti rele yang bekerja secara bersamaan dan setelan *low set* di bawah arus *full load* beban yang menyebabkan rele *trip* walau gangguan tidak terjadi.
2. Setelan proteksi untuk arus gangguan ke tanah (*ground fault*) masih menggunakan kurva invers pada kondisi *existing*.
3. Dari tiga kasus lepasnya pembangkit dan satu kasus lepasnya beban, terdapat dua kasus yang membahayakan sistem kelistrikan, yakni satu generator terbesar terlepas (TS-CT 4-OFF) yang menyebabkan *underfrequency* dengan frekuensi *steady state* sistem sebesar 49,5341 Hz dan utilitas PLN terlepas (TS-PLN-OFF) yang menyebabkan *underfrequency* dan *undervoltage* dengan kondisi tidak stabil. Pada studi kasus satu generator terbesar terlepas (TS-CT 4-OFF) setelah mekanisme pelepasan beban tahap pertama, sistem kembali stabil dengan frekuensi *steady state* sebesar 49,959 Hz.
4. PT. Linde Indonesia Gresik cukup handal untuk kasus satu generator terkecil terlepas (TS-GEG 3-OFF) dan lepasnya beban UPS (TS-UPS-OFF). Respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor tetap stabil dan masih dalam batas standar yang diizinkan sehingga sistem masih aman.

5.2 Saran

Mengacu pada hasil studi koordinasi proteksi dan kestabilan transien sistem kelistrikan yang telah dilakukan, saran yang dapat menjadi masukan untuk memperbaiki sistem adalah sebagai berikut :

1. Untuk setelan pada proteksi *ground fault* direkomendasikan menggunakan kurva definit karena besarnya arus gangguan sesuai dengan NGR sehingga koordinasi cukup memperhatikan *grading time* saja.

2. Pada kasus satu generator dengan kapasitas pembangkitan terbesar terlepas dari sistem (TS-CT 4-OFF) diperlukan mekanisme pelepasan beban tahap pertama sekitar 7,199 MW untuk menyeimbangkan pembangkitan dan beban sehingga sistem kembali stabil.
3. Perlu dipasang rele *reverse power* (32P dan 32Q) pada 11kV Bus 3 serta dipasang rele *underfrequency* (81u) dan *undervoltage* (27u) pada bus BOC-PLN-2 agar ketika PLN lepas dari sistem maka rele tersebut akan bekerja secara selektif untuk mengembalikan kestabilan sistem, dengan setelan rele yang direkomendasikan adalah sebagai berikut :
 - Rele 32P : 28 MW
 - Rele 32Q : 8 MVar
 - Rele 27u : 90%
 - Rele 81u : 48,9 Hz